

**IMPACTO DE LAS INSTALACIONES HVDC SOBRE LOS SISTEMAS DE
PROTECCIÓN DE LA RED DE CA**

**DIANA LORENA PEÑARANDA BEJARANO
CARLOS ALBERTO GUEVARA RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2013**

**IMPACTO DE LAS INSTALACIONES HVDC SOBRE LOS SISTEMAS DE
PROTECCIÓN DE LA RED DE CA**

**DIANA LORENA PEÑARANDA BEJARANO
CARLOS ALBERTO GUEVARA RODRIGUEZ**

**Proyecto de Grado para optar el título de
Ingeniero Electricista**

**Director
LUIS EDUARDO ARAGÓN RANGEL. I.E., M.Sc.**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2013**

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electricista

YURY ULIANOV LOPEZ CASTRILLON

Jurado

SANDRA MILENA LONDOÑO

Jurado

Santiago de Cali, Abril 1 de 2013

CONTENIDO	
GLOSARIO	Pág. 11
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	16
1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APLICABLES A SISTEMAS HVDC	17
1.1 TRANSMISIÓN EN HVDC	17
1.2 PRINCIPALES COMPONENTE EN UN SISTEMA HVDC	17
1.3 APLICACIONES EN HVDC	18
1.4 COMPONENTES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LOS HVDC	18
1.4.1 Tiristores.	19
1.4.2 Transistores.	23
1.5 ESTACIÓN CONVERTORA	24
1.5.1 Tipos de conversoras.	24
1.6 TRANSFORMADOR DE CONVERSIÓN	28
1.7 FILTROS	29
1.7.1 Filtros CA.	30
1.7.2 Filtros CD. .	30
1.8 CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA HVDC	30
1.8.1 Punto a punto (Back to Back).	31
1.8.2 Monopolar con retorno por tierra. .	31
1.8.3 Monopolar con retorno metálico. .	32
1.8.4 Homopolar.	32
1.8.5 Bipolar. .	33
1.8.6 Multi-terminal. .	34

2. ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES CON SISTEMAS HVDC	36
2.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITAIPÚ	36
2.1.1 Transmisión HVDC de Itaipú. .	36
2.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA TRES GARGANTAS	38
2.3.1 Características del proyecto.	41
2.3.2 Descripción del proyecto.	42
3.1 INCIDENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	44
3.1.1 Descargas atmosféricas.	44
3.1.2 Maniobras equivocadas y operaciones indebidas.	44
3.1.3 Perturbaciones.	44
3.2 TEORÍA DE CORTO CIRCUITO	46
3.2.1 Trifásicos. .	46
3.2.2 Monofásico.	46
3.3 FALLAS EN CORRIENTE DIRECTA	47
3.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN EN CA	50
3.4.1 Protecciones Principales.	50
3.4.2 Protecciones de Respaldo.	50
3.5 PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN CA	51
3.6 Relé. .	51
3.6.3 Protecciones de sobretensión y subtenión.	54
3.6.4 Protección de frecuencia.	54
3.7 EQUIPOS INVOLUCRADOS EN LAS PROTECCIONES	54
3.7.1 Transformadores de medida.	54
3.7.2 Interruptores. .	55
3.7.3 Fuentes de alimentacion auxiliar.	55
3.8 CRITERIOS DE AJUSTE EN CA	56
3.9 SISTEMA DE PROTECCIONES EN CORRIENTE DIRECTA	56

3.10.3 Falla de conmutación en la estación inversora.	62
3.11 CRITERIOS DE AJUSTE EN CD	63
4. EFECTOS E IMPACTOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	65
HVDC EN LAS PROTECCIONES DE CA	65
4.1 EL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CD.	65
4.2 EL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CA.	65
4.3 EFECTOS EN LOS INTERRUPTORES	68
4.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	68
4.6 EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS	69
4.8 FILTROS PARA CONTRARRESTAR LOS ARMÓNICOS	71
4.9 REACTORES DE ALISAMIENTO	72
4.10 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS	72
4.11 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA HVDC TIPO VSC	73
4.11.1 Condición de sobrecorriente.	73
4.11.2 fallas del sistema de alterna sin sobrecorriente	74
4.11.3 Desempeño en fallas en el sistema de alterna. .	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Componentes de un sistema HVDC (Diagrama unifilar)	20
Figura 2: Componentes de un sistema HVDC	20
Figura 3: Estructura física y símbolo de un tiristor SCR	23
Figura 4: Curva característica del SCR	24
Figura 5: Estructura física y símbolo de un tiristor TRIAC	25
Figura 6: Estructura física y símbolo de un tiristor GTO	26
Figura 7: Estructura física y símbolo de un transistor IGBT	28
Figura 8: Diagrama Estación Conversora	28
Figura 9: Sistema HVDC con tecnología LCC con tiristores	29
Figura 10: Válvulas de tiristores	30
Figura 11: Rectificador de 6 pulsos - Puente de Graetz	31
Figura 12: Rectificador de 12 pulsos	33
Figura 13: Sistema HVDC con tecnología VSC con IGBTs	34
Figura 14: Diagrama punto a punto	37
Figura 15: Monopolar con retorno por tierra	39
Figura 16: Enlace homopolar	39
Figura 17: Enlace Bipolar	40
Figura 18: Sistema multiterminal conectado en paralelo	41
Figura 19: Sistema multiterminal conectado en Serie	41
Figura 20: Enlace multiterminal	42

Figura 21: Diagrama unifilar sistema de transmisión HVDC Itaipú	44
Figura 22: Diagrama unifilar del sistema HVDC de la Hidroeléctrica de Itaipú	45
Figura 23. Diagrama unifilar de la Hidroeléctrica de las tres gargantas (China)	46
Figura 24. Diagrama unifilar del sistema HVDC de la Hidroeléctrica de las tres gargantas (China)	47
Figura 25. Conexión Colombia – Panama	49
Figura 26. Distribución de la interconexión Colombia – Panamá	50
Figura 27. Condiciones de operación normal señal tensión – corriente	75
Figura 28. Corto circuito en línea de HVDC señal tensión – corriente	75
Figura 29. Falla de conmutación señal tensión - corriente	76
Figura 30. Corto circuito en la línea del lado de CA, señal tensión - corriente	76

GLOSARIO

ÁNGULO DE RETRASO α : el tiempo expresado en grados eléctricos medido desde que el voltaje de conmutación sinusoidal idealizado cruza por cero hasta el instante en que la corriente por una válvula comienza a circular. Este ángulo es controlado por el pulso de disparo en la puerta de control del tiristor. Si este ángulo es menor que 90° , el convertidor actúa como rectificador, y si este ángulo es mayor a 90° , actúa como inversor. Este ángulo es a menudo referido como ángulo de disparo.

ÁNGULO DE ADELANTO β : corresponde al tiempo expresado en grados eléctricos medido desde el instante en que la corriente empieza a conducir por una válvula hasta el próximo cruce por cero del voltaje de conmutación (idealizado).

ÁNGULO DE TRASLAPO μ : el tiempo de duración de la conmutación entre dos válvulas expresadas en grados eléctricos.

ÁNGULO DE EXTINCIÓN γ : el tiempo expresado en grados eléctricos medido desde el término en la conducción de corriente de una válvula hasta el próximo cruce por cero del voltaje de conmutación idealizado.

ARMÓNICO: componente sinusoidal de la tensión o de la corriente cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia de la onda fundamental. Los armónicos son esencialmente el resultado de los equipos electrónicos actuales. La electrónica de hoy en día se ha diseñado para absorber corriente en forma de "pulsos" en vez de hacerlo suavemente en forma sinusoidal, como lo hacían los antiguos equipos que no eran electrónicos. Estos pulsos producen formas de onda de corriente distorsionada, lo cual a su vez produce una distorsión de la tensión. Los armónicos de la tensión y de la corriente pueden provocar problemas como el calentamiento excesivo en el cableado, las conexiones, los motores y los transformadores y pueden producir un disparo aleatorio de los interruptores automáticos.

ÁNGULO DE FASE: desplazamiento angular entre la forma de la onda de la tensión y de la corriente, medida en grados o radianes.

CALIDAD: es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables.

CONFIABILIDAD: es la habilidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

CONTINGENCIA: anomalía en el sistema de control de una central, subestación o punto de seccionamiento alternativo instalado en el sistema de la distribución de energía eléctrica.

CONTINUIDAD: es el suministro ininterrumpido del servicio de energía a los usuarios, de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.

CORRIENTE: es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperes (A).

CORTOCIRCUITO: conexión accidental o voluntaria de dos bornes a diferentes potenciales. Lo que provoca un aumento de la intensidad de corriente que pasa por ese punto, logrando generar un incendio o daño a la instalación eléctrica.

Disparo: Apertura automática de un dispositivo por funcionamiento de la protección para desconectar uno o varios elementos de un circuito, subestación o sistema.

DISPARO DE CARGA: procedimiento para desconectar, en forma deliberada, carga del sistema como respuesta a una pérdida de generación y con el propósito de mantener su frecuencia en su valor nominal.

DISTURBIO: es la alteración de las condiciones normales del Sistema Eléctrico de Potencia originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del Sistema Eléctrico o de una de sus partes y que produce una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la confiabilidad de la operación.

ESTABILIDAD: es la condición en la cual el Sistema Eléctrico o una parte de él permanece unida eléctricamente ante la ocurrencia de disturbios.

FALLA: es una alteración o daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo, que varía sus condiciones normales de operación y que generalmente causa un disturbio.

FRECUENCIA: número de veces que la señal alterna se repite en un segundo. Su unidad de medida es el hertz (Hz).

POTENCIA: es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W).

PROTECCIÓN: es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo fallado, o que hacen operar otros

dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

SISTEMA ELÉCTRICO: instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión.

SISTEMA ELÉCTRICO POTENCIA (SEP): es el conjunto de instalaciones destinadas a la Generación, Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

THD: (%THD, Distorsión Armónica Total): contribución de todas las corrientes o tensiones armónicas a la tensión o corriente fundamental, expresada como un porcentaje de las mismas.

TENSIÓN: se le denomina a la fuerza electromotriz (FEM) que ejerce una presión o carga en un circuito eléctrico cerrado sobre los electrones, completando con esto un circuito eléctrico. Esto da como resultado el flujo de corriente eléctrica. Cuanto mayor sea la presión ejercida de la fuerza electromotriz sobre los electrones o cargas eléctricas que circulan por el conductor, en esa medida será la tensión que existirá en el circuito.

RESUMEN

Este trabajo profundiza en los impactos que genera la utilización de un sistema de transmisión HVDC (High Voltage Direct Current) acoplado a sistemas existentes en donde las protecciones deben mantener sus cualidades de confiabilidad, alta seguridad y rapidez, para responder ante posibles fallas.

La investigación realizada, contiene inicialmente información de los principales sistemas de transmisión HVDC en el mundo. Esta información ubica los principales conceptos relacionados en este tipo de transmisión, el funcionamiento de sus distintos componentes y sus ventajas y desventajas con respecto a la transmisión de corriente alterna, desde el punto de vista económico, técnico y ambiental.

El documento se ha dividido en cuatro capítulos para abordar coherentemente el tema. El primer capítulo identifica las características técnicas y la normativa aplicable a sistemas HVDC, lo cual permite conocer las generalidades de los sistemas HVDC, sus componentes, diferentes configuraciones, conexiones y clasificaciones. En el segundo capítulo se esbozan las configuraciones aplicables para un sistema de protecciones asociado a un sistema eléctrico de potencia, para resaltar la importancia de las protecciones en un sistema eléctrico de potencia, identificando los esquemas y tipo de protecciones que se acoplan a un sistema HVDC. Ya en el capítulo tercero se presentan resultados estadísticos de operación de subestaciones con sistemas HVDC y en el capítulo cuarto se establecen los efectos e impactos en las protecciones de cada una de las partes que están involucradas en el sistema eléctrico de potencia que se acoplan a un sistema HVDC.

La primera parte del trabajo se enfoca a entender el funcionamiento de las líneas HVDC y la importancia que poseen hoy en día en los diferentes sistemas eléctricos del mundo. Con esto se logra contextualizar esta tecnología, determinando sus beneficios y aportes al mejor funcionamiento de los sistemas.

El trabajo logra resumir el funcionamiento básico de las conexiones HVDC, sus requerimientos, sus beneficios y formas de implementar que poseen y se establecen las diferencias con la transmisión en corriente alterna, dejando claro cuando una es más conveniente que la otra.

Palabras Claves: sistema de transmisión, normativa aplicable a sistemas HVDC, sistema eléctrico, tensión, Thd, estabilidad

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se obtiene con mayor frecuencia de recursos situados muy lejos de los puntos de consumo. Cada día es más importante el transporte de energía a largas distancias y actualmente la corriente alterna (CA) arraigada como principal tecnología para las redes eléctricas por ser la forma más económica, debe enfrentarse al problema de las pérdidas capacitivas: resulta necesario contar con dispositivos de compensación para el caso de líneas largas. Por tal motivo se tiene como opción el transporte de energía por medio de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa: High Voltage Direct Current – HVDC.

Un sistema de transmisión en HVDC se encuentra conformado por diferentes elementos, sin embargo, los principales componentes de este tipo de transmisión son las llamadas estaciones conversoras. Normalmente se utiliza una estación rectificadora, encargada de transformar la corriente desde alterna a directa y una estación inversora, encargada de realizar el proceso inverso, procesos estos caracterizados por la utilización de tiristores.

Los HVDC se basan en convertir la corriente alterna en directa en una estación rectificadora, transmitir la energía en una línea bipolar de corriente directa (CD) y convertirla de nuevo en corriente alterna en una estación inversora.

El transporte de energía en corriente directa se utiliza cuando:

- Las distancias a recorrer son muy elevadas, ya que las líneas de corriente directa son más simples y menos costosas que las de corriente alterna y en el caso de líneas largas se puede recuperar el costo de las estaciones de conversión.
- Hay que conectar entre sí dos redes eléctricas que no tienen la misma frecuencia o que trabajan en modo asíncrono.
- Se deben conectar entre sí dos redes que no puedan funcionar en conexión directa por problemas de estabilidad.

Desde el punto de vista del sistema, la tecnología de corriente directa simplifica la transmisión a largas distancias, las estaciones rectificadora e inversora pueden

controlar rápidamente la corriente y la tensión y por tanto, son adecuadas para controlar el flujo del sistema de potencia. La diferencia de ángulo de fase entre los extremos transmisor y receptor no tiene importancia si la única conexión es de CD. En realidad, las redes conectadas pueden ser incluso asíncronas, ya que la corriente directa no tiene ángulos de fase y no depende de la frecuencia.

En 1941 se construyó el primer enlace de 60 MW HVDC en Alemania y en 1954 se unió mediante un cable submarino de 89 km la isla de Gotland con Suecia. Luego, en 1967 se inició el uso de las válvulas de estado sólido (tiristores) en la transmisión HVDC y se aplicaron nuevamente en el enlace Gotland - Suecia. En 1968 se usaron tiristores en el proyecto Cahora Bassa con la mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW) y longitud (1420 km).

Estudios posteriores se basan en la electrónica de potencia para la conversión / inversión, a continuación nombramos otros grandes proyectos mundiales ¹

- Mayor enlace construido (Itaipú, Brasil): 6.300 MW, 600 kV. Año 1985
- Primer sistema multiterminal (Quebec-Nueva Inglaterra, Canadá): 2000 MW. Año 1992.
- Tres gargantas Shanghái (China), tecnología de conmutación con tiristores de segunda generación, línea de 900 km, 3000 MW, 150 kV. Año 2007.
- Interconexión Argentina – Brasil con capacidad de 2000 MW.

De acuerdo a todos estos avances y desarrollos los HVDC se perfilan como la opción más viable para transmitir alta tensión a través de grandes distancias, interconexiones entre sistemas, y transmisión acuática entre otras. Como es una tecnología vanguardista requiere de estudios que garanticen un buen grado de confiabilidad, para que en el momento en que se requiera la implementación de dicho sistema de transmisión en el ámbito nacional o internacional, se cuente con el suficiente respaldo teórico del tema y estabilidad en el sistema de potencia.

Del mismo modo en los sistemas actuales y proyectos en el mundo se viene utilizando la transmisión combinada de CA y CD, generando como su principal inconveniente en la transmisión de HVDC el elevado costo de la derivación de potencia a lo largo de la línea. Aunque, una combinación de transmisión masiva de

¹ Transporte de energía eléctrica en corriente continua, Automática e Instrumentación, Frau Joan Ignasi, Jordi Gutiérrez, Edensa Distribución, Abril 2005 n°361.

energía HVDC, de bajo costo, en paralelo con una red de CA de menor tensión, podría resultar en muchos casos la solución óptima al proporcionar tanto bajo costo y alta flexibilidad como capacidad para abastecer a los consumidores. No obstante, existen algunos problemas técnicos con la solución combinada de CD y CA: las perturbaciones y armónicos en la transmisión de CD dispararán en muchos casos la conexión de CA, equipos de protección (equipos contra fallas) y control, ya que los ángulos de fase se hacen demasiado grandes ²

De acuerdo el plan de expansión 2012 – 2025 de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME se tiene en proyecto la interconexión entre Colombia y Panamá la cual obligará a los dos sistemas, previamente independientes, a operar en sincronismo. Lo anterior hace necesario coordinar sus controles de frecuencia, establecer reglas comunes para la generación de reserva primaria y secundaria, rechazo de carga y límites para la variación de frecuencia en estado estacionario y transitorio, etc. Esto implica posibles modificaciones en el control de generadores y procedimientos de operación en los centros de despacho [2].

² LESCALE, Víctor F. Modern HVDC: State of the art and development trends, 2007.

1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APLICABLES A SISTEMAS HVDC

El reto de hoy en la transmisión de energía exige soluciones técnicas y efectivas. La tecnología de los sistemas de alta tensión en corriente directa es la solución adecuada para una transmisión de energía económica sobre largas distancias y un método confiable para conectar redes asincrónicas de diferentes frecuencias. Con esto, la transmisión de energía HDVC es la única alternativa real a la tecnología en corriente alterna.

1.1 TRANSMISIÓN EN HVDC

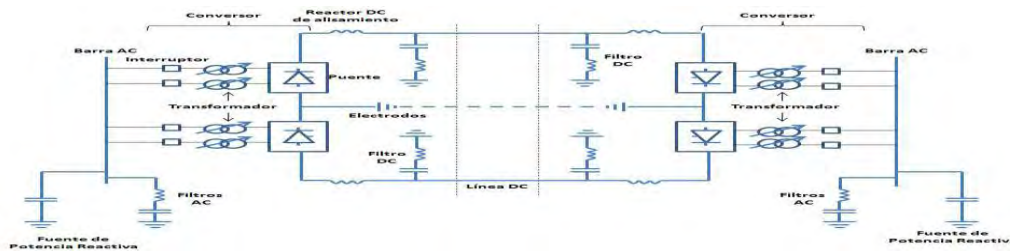
La generación de energía eléctrica se realiza en CA. Esto significa que, para transportar la energía utilizando HVDC es necesario convertirla de CA a CD para posteriormente realizar la transformación inversa de CD a CA y alimentar las cargas instaladas.

1.2 PRINCIPALES COMPONENTE EN UN SISTEMA HVDC

Los principales componentes son:

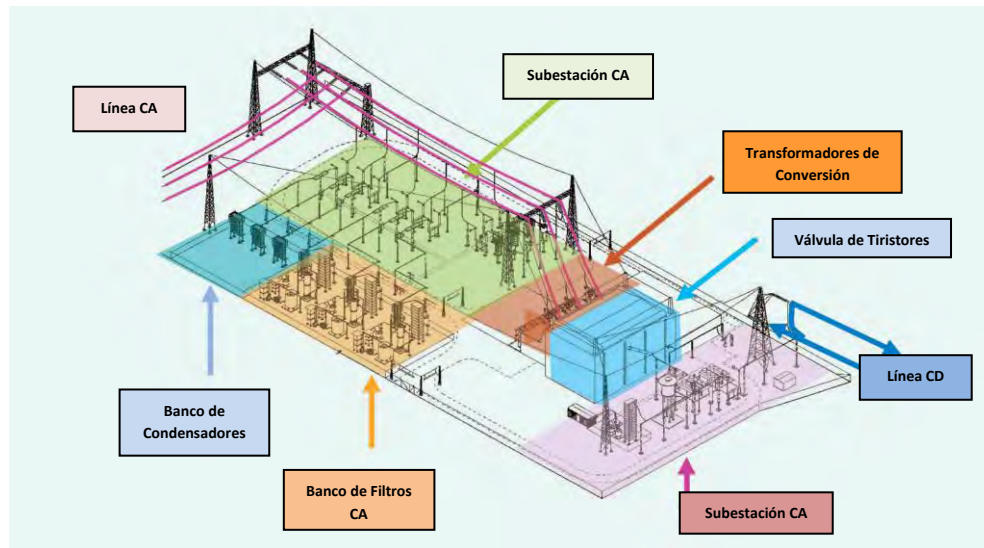
- Convertidores CA/CD (rectificadores) y CD/CA (inversores).
- Transformadores de conversión.
- Líneas de transporte y electrodos en la parte de CD.
- Filtros CA y CD.

Figura 1. Componentes de un sistema HVDC (Diagrama unifilar) ³



³ High Voltage Direct Current Transmission- Proven Technology for power Exchange, Siemens.

Figura 2. Componentes de un sistema HVDC ⁴



1.3 APLICACIONES EN HVDC

- Independizar sistemas de transmisión.
- Conexión de sistemas de CA de frecuencias diferentes.
- Transmisión en alta tensión a través de largas distancias.
- Transmisión subterránea.
- Cable Submarino
- Interconexión de centrales de generación remotas.
- Interconexión de grandes centrales eólicas.

1.4 COMPONENTES DE ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN LOS HVDC

Los dispositivos semiconductores utilizados en los sistemas HVDC se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Dispositivos semicontrolados:

⁴ BAHRMAN, M., The ABCs of HVDC Transmission Technologies. ABB Power Technologies AB, Suecia.

En este grupo se encuentran, dentro de la familia de los Tiristores, los SCR (“Silicon Controlled Rectifier”) y los TRIAC (“Triode of Alternating Current”). En éste caso su puesta en conducción (paso de OFF a ON) se debe a una señal de control externa que se aplica en uno de los terminales del dispositivo, comúnmente denominado puerta. Por otro lado, su bloqueo (paso de ON a OFF) lo determina el propio circuito de potencia. Es decir, se tiene control externo de la puesta en conducción, pero no así del bloqueo del dispositivo.

- Dispositivos totalmente controlados:

En este grupo encontramos los transistores bipolares BJT (“Bipolar Junction Transistor”), los transistores de efecto de campo MOSFET (“Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor”), los transistores bipolares de puerta aislada IGBT (“Insulated Gate Bipolar Transistor”) y los tiristores GTO (“Gate Turn-Off Thyristor”), entre otros.

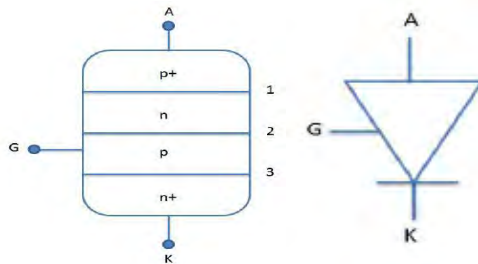
1.4.1 Tiristores. El tiristor conforma una familia de dispositivos semiconductores que trabajan en conmutación, teniendo en común una estructura de cuatro capas en una secuencia P-N-P-N, la cual presenta un funcionamiento biestable (dos estados estables).

La conmutación desde el estado de bloqueo (“OFF”) al estado de conducción (“ON”) se realiza normalmente por una señal de control externa. La conmutación desde el estado “ON” al estado “OFF” se produce cuando la corriente por el tiristor es más pequeña que un determinado valor, denominada corriente de mantenimiento, (“holding current”), específica para cada tiristor.

Dentro de la familia de los tiristores se destacan los SCRs (tiristores unidireccionales) y TRIACs (tiristores bidireccionales).

1.4.1.1 SCR (Rectificador Controlado de Silicio). El rectificador controlado de Silicio (SCR), es el miembro más conocido de la familia de los tiristores, este elemento está formado por cuatro capas semiconductoras, según su secuencia P-N-P-N. Este dispositivo tiene 3 terminales: ánodo (A) y cátodo (K), por los cuales circula la corriente principal, y la puerta (G) que, cuando se inyecta una corriente, se suministra una corriente en sentido ánodo-cátodo. Ver figura No. 3.

Figura 3. Estructura física y símbolo de un tiristor SCR⁵

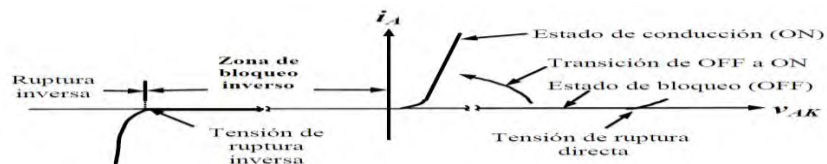


➤ **Características Tensión – Corriente.** El SCR en su estado de apagado o bloqueo (OFF), puede bloquear una tensión directa y no conducir corriente. Así, si no hay señal aplicada a la puerta, permanecerá en bloqueo independientemente del signo de la tensión VAK. El tiristor debe ser disparado o encendido al estado de conducción (ON) aplicando un pulso de corriente positiva en el terminal de puerta, durante un pequeño intervalo de tiempo, posibilitando que pase al estado de bloqueo directo. La caída de tensión directa en el estado de conducción (ON) es de pocos voltios (1-3 V).

Una vez que el SCR empieza a conducir, éste permanece en conducción (estado ON), aunque la corriente de puerta desaparezca, no puede ser bloqueado por pulso de puerta.

Únicamente cuando la corriente del ánodo tiende a ser negativa, o inferior a un valor umbral, por la influencia del circuito de potencia, el SCR pasará a estado de bloqueo. Ver figura No. 4.

Figura 4. Curva característica del SCR⁶



⁵ HART, Daniel W. Electrónica de Potencia, Prentice – 2001.

⁶ GERMÁN BUENO, Ángel. Alternativa para la interconexión regional, Dpto. de Ingeniería Eléctrica Universidad de Zaragoza, 2005.

En régimen estático, dependiendo de la tensión aplicada entre ánodo y cátodo se distinguen tres regiones de funcionamiento, ver figura No. 4:

Zona de bloqueo inverso ($v_{AK} < 0$): Ésta condición corresponde al estado de no conducción en inversa, comportándose como un diodo.

Zona de bloqueo directo ($v_{AK} > 0$ sin disparo): El SCR se comporta como un circuito abierto hasta alcanzar la tensión de ruptura directa.

Zona de conducción ($v_{AK} > 0$ con disparo): Cuando ha ocurrido el disparo, El SCR se comporta como un interruptor cerrado, por el dispositivo circula una corriente superior a la de enclavamiento. Una vez en conducción, se mantendrá en dicho estado si el valor de la corriente ánodo cátodo es superior a la corriente de mantenimiento.

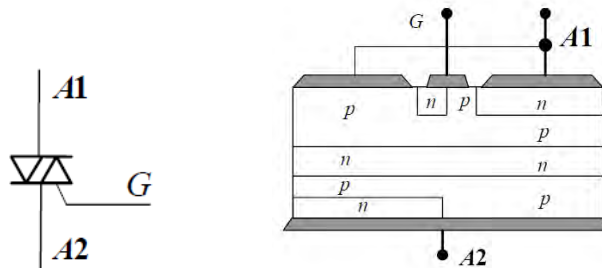
➤ **Activación o disparo y bloqueo de los SCR.** Se consideran cinco maneras distintas de hacer que el SCR entre en conducción:

- ✓ Disparo por tensión excesiva
- ✓ Disparo por impulso de puerta
- ✓ Disparo por derivada de tensión
- ✓ Disparo por temperatura
- ✓ Disparo por luz

1.4.1.2 TRIAC. El TRIAC ("Triode of Alternating Current") es un tiristor bidireccional de tres terminales, permite el paso de corriente del terminal A1 al A2 y viceversa, y puede ser disparado con tensiones de puerta de ambos signos.

Cuando se trabaja con corriente alterna, es interesante poder controlar los dos sentidos de circulación de la corriente. Evidentemente, con un SCR, sólo se controla el paso de corriente en un sentido. Por tal motivo, los fabricantes de semiconductores han diseñado el TRIAC para evitar este inconveniente. Simplificando su funcionamiento, un TRIAC se comporta como dos SCR en antiparalelo (tiristor bidireccional), controlando la circulación de corriente en ambos sentidos. Ver figura No. 5.

Figura 5. Estructura física y símbolo de un tiristor TRIAC ⁷

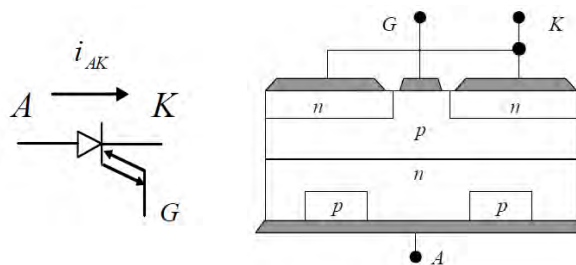


El TRIAC permite la conducción de corriente de ánodo a cátodo y viceversa, de ahí que los terminales no se denominen ánodo y cátodo, sino simplemente ánodo 1 (A1) y ánodo 2 (A2).

Como en el caso del SCR, el terminal de control denominado puerta permite la puesta en conducción del dispositivo en ambos sentidos de circulación. Si bien el TRIAC tiene varios mecanismos de encendido (con corrientes positivas y negativas), lo más usual es inyectar corriente por la puerta en un sentido para provocar la puesta en conducción.

1.4.1.3 GTO (Gate Turn-Off Thyristor). El inconveniente que presentan los tiristores tipo SCR o TRIAC es que no permiten el control externo por parte del usuario del paso de conducción a bloqueo; para solucionar esto, se diseñó el GTO que es un tiristor con capacidad externa de bloqueo. La puerta permite controlar las dos transiciones: paso de bloqueo a conducción y viceversa. Ver figura No. 6.

Figura 6. Estructura física y símbolo de un tiristor GTO ⁸



⁷⁷ BAHRMAN, M.Op.cit

⁸ Ibid

✚ **Principio de funcionamiento.** El GTO tiene una estructura de 4 capas, típica de los componentes de la familia de los tiristores. Su característica principal es su capacidad de entrar en conducción y bloquearse a través de señales adecuadas en el terminal de puerta G.

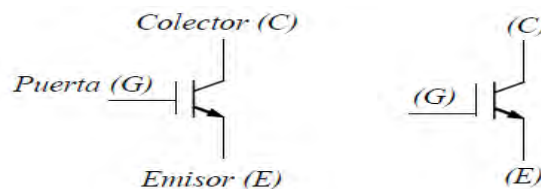
El mecanismo de disparo es parecido al del SCR: suponiendo que está directamente polarizado, cuando se le inyecta corriente a la puerta, circula corriente entre puerta y cátodo.

Como la capa de la puerta es suficientemente fina, gran parte de los portadores se mueven hasta la capa N adyacente, atravesando la barrera de potencial y siendo atraídos por el potencial del ánodo, dando inicio a la corriente anódica. Si ésta corriente se mantiene por encima de la corriente de mantenimiento, el dispositivo no necesita de la señal de puerta para mantenerse en conducción.

1.4.2 Transistores. Los transistores tienen la ventaja de que son totalmente controlados, mientras que, por ejemplo, el SCR o el TRIAC sólo dispone de control de la puerta en conducción. Los tipos de transistores utilizados en los circuitos electrónicos de potencia incluyen los transistores BJT, los MOSFET y dispositivos híbridos, como por ejemplo, los transistores de unión bipolar de puerta aislada (IGBT).

1.4.2.1 IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). El transistor IGBT es un dispositivo híbrido, que tiene la facilidad de disparo. La puerta está aislada del elemento, con lo que se tiene un control por tensión relativamente sencillo. Entre el colector y el emisor se tiene un comportamiento tipo bipolar, con lo que el interruptor es muy cercano a lo ideal. Ver figura No. 7.

Figura 7. Estructura física y símbolo de un transistor IGBT ⁹

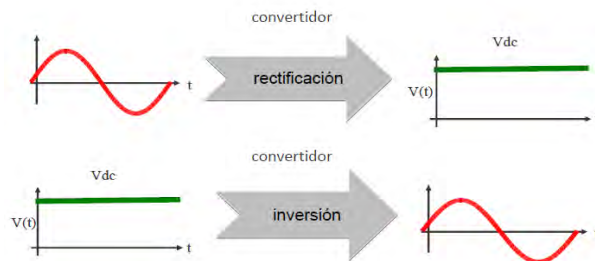


⁹ MARTINEZ GARCIA, Salvador, GUALDA, Juan Andres, Electronica de Potencia: Componentes, topologías y Equipos, Thomson, 2006.

1.5 ESTACIÓN CONVERSORA

Compuesta por una estación rectificadora, que transforma la CA en CD y una estación inversora, que transforma CD en CA. Los convertidores tienen como objeto la transformación entre CA y CD en ambos lados de la transmisión. En el paso de CA a CD interesa conseguir una entrada con el mayor número de fases posible, puesto que esto permite entregar a la salida una señal directa prácticamente plana (mínimo rizado) antes de conectar un filtro. Ver figura No. 8.

Figura 8. Diagrama Estación Conversora¹⁰

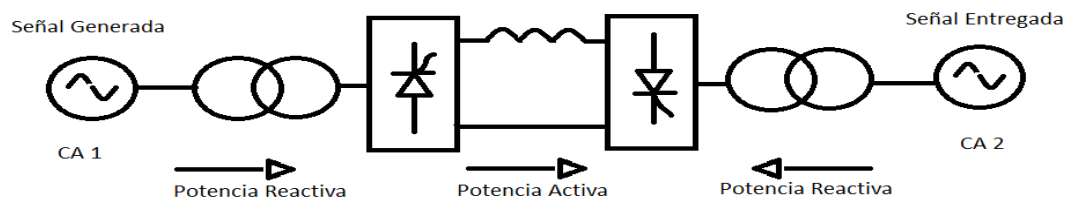


1.5.1 Tipos de conversoras. Desde sus inicios el diseño de los convertidores en los HVDC se ha basado en el uso de tiristores, elementos capaces de dejar pasar plenamente o bloquear por completo el paso de la corriente sin tener nivel intermedio alguno. Estos semiconductores dieron origen a la tecnología LCC (Line Commutated Converter), permitiendo el control sólo de la energía activa pero fue necesario que la tecnología avanzara desarrollando equipos de potencia con conmutación forzada, creando la tecnología VSC (Voltage Source Converter) que permite el control del encendido y apagado.

¹⁰ BAHRMAN, M., p.cit,

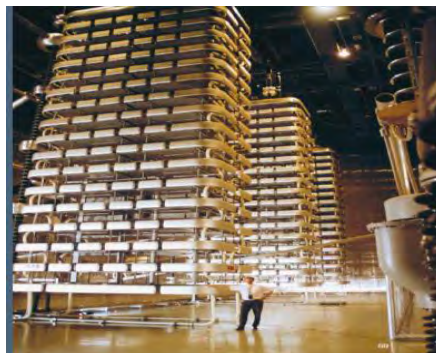
1.5.1.1 Tecnología LCC. Esta tecnología se basa en el uso de la conmutación natural utilizando tiristores, semiconductores semicontrolables que pueden trabajar con corrientes muy grandes y capaces de bloquear tensiones muy altas. Estos elementos controlan el momento (ángulo) de disparo o conexión durante la polarización directa del dispositivo, pero no logran controlar el corte, que no llegará hasta que sea polarizado inversamente, es decir, sólo el encendido es controlado, el apagado ocurre “naturalmente” al cruzar por cero la tensión. Como consecuencia, los rectificadores LCC permiten controlar la potencia activa pero no la reactiva. Ver figura No. 9.

Figura 9. Sistema HVDC con tecnología LCC con tiristores. ¹¹



Para alcanzar la tensión de funcionamiento de la red a la que se encuentra conectado se hace necesario el montaje de varios tiristores, lo que implica el montaje de torres de cientos de tiristores por válvula que funcionan a la frecuencia de la red (50 ó 60 Hz) y por medio del ángulo de disparo es posible cambiar el nivel de tensión continua del puente. Estos módulos suelen estar suspendidos del techo del edificio, característica dependiente de las zonas con movimientos sísmicos importantes. Ver figura 10.

Figura 10. Válvulas de tiristores [4].



¹¹ Building a Plan for HVDC. IEEE power & energy magazine, march/april. 2007.

Las válvulas de tiristores actúan como interruptores que se encienden y dejan pasar corriente cuando les llega un impulso o señal de disparo por la puerta de control. Una válvula conducirá corriente en una dirección siempre que reciba una señal de encendido y que la diferencia de tensión entre el ánodo y el cátodo sea positiva; de la misma forma, la válvula dejará de conducir únicamente cuando la polarización sea negativa. Es decir, las válvulas actúan como interruptores, las cuales son encendidas a voluntad con el objeto de entregar la tensión directa deseada.

El proceso en que la corriente pasa desde una válvula a otra, presentándose una disminución de la corriente en una válvula y un aumento en la siguiente, es llamado conmutación.


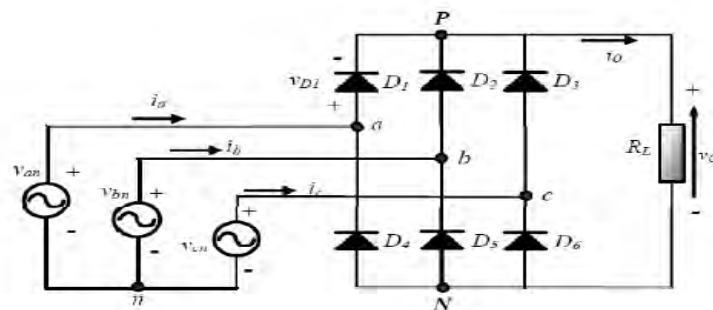
 **Rectificador de 6 pulsos.** La tecnología HVDC clásica utiliza un puente rectificador trifásico de 6 pulsos, con una tensión trifásica equilibrada a su entrada (diferencia de ángulo entre fases de 120°), el puente rectificador es capaz de invertir el semiciclo negativo o positivo de cada fase, dando a su salida una señal continua variable totalmente positiva o negativa. En el rectificador de 6 pulsos existen seis combinaciones de tensiones de línea (tres fases combinadas de dos en dos) en cada período de la tensión del generador. Se considera que un período del generador son 360° , la transición de la tensión de línea de mayor valor deberá producirse cada $360^\circ/6 = 60^\circ$. Ver figura No. 11.

Figura 11. Rectificador de 6 pulsos - Puente de Graetz ¹²



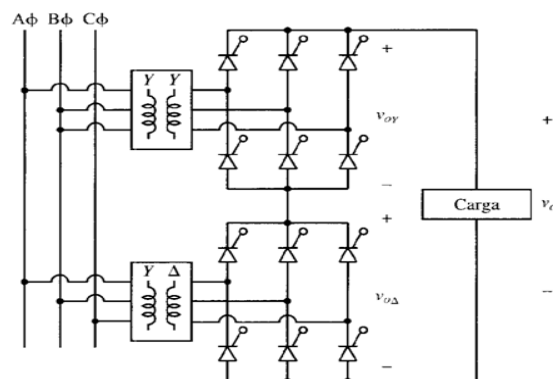
¹² STEVENSON, Jr., W.D. Elements of Power System Analysis. McGraw-Hill, New York, 1997.

Como muestra la Figura 11, dos válvulas están conectadas a los terminales de cada fase, una de ellas con el ánodo conectada a la fase (la parte superior de la válvula) y la otra con el cátodo conectada a la fase (parte inferior de la válvula).

El puente de Graetz puede ser utilizado para transportar potencia en dos direcciones: en modo rectificador y modo inversor. La forma de la señal a la salida del puente dependerá del instante en que se disparen los tiristores. Es posible variar el ángulo de disparo desde 0° hasta 180° eléctricos, lo que permite controlar la potencia a transmitir cuando funciona como rectificador de 0° a 90° eléctricos o la de salida cuando funciona como inversor de 90° a 180° eléctricos mediante el control de tensión. Independientemente del ángulo de disparo, la señal será suavizada por una serie de filtros con objeto de obtener una tensión directa lo más estable y plana.

Rectificador de 12 pulsos. Este tipo de rectificador está formado por 2 convertoras de 6 pulsos conectadas en cascada. La salida del rectificador se toma entre los extremos de los convertores de 6 pulsos no conectados entre sí. Esta configuración permite conectar el secundario de dos transformadores, uno por puente. Con objeto de conseguir una señal lo mas plana posible, se utilizan dos tipos de conexión diferente en los transformadores de entrada: uno estrella-estrella (desfase de 0°) y el otro estrella-triángulo (desfase de 30°). La salida de los puentes son dos señales con una frecuencia de 300 Hz (rectificador de 6 pulsos) desfasadas 30° entre ellas. La combinación de ambas señales entrega a la salida del convertidor de 12 pulsos una señal de 600 Hz, más estable que la entregada por el convertidor de 6 pulsos. Ver figura No. 12.

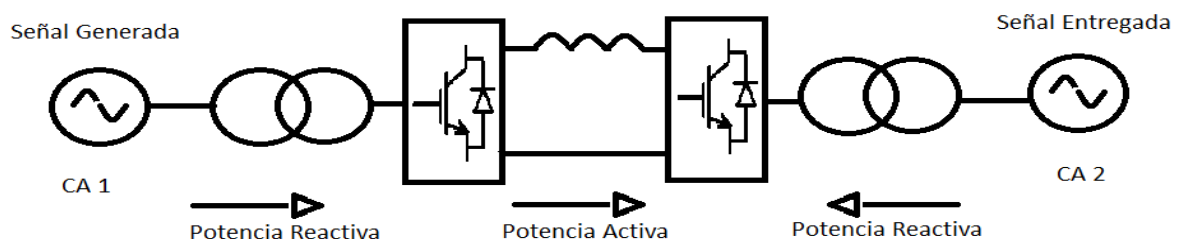
Figura 12. Rectificador de 12 pulsos



1.5.1.2 Tecnología VSC. Esta tecnología se caracteriza por su capacidad de controlar tanto el encendido como el apagado de los dispositivos del convertidor, permitiendo el control independiente de la potencia activa y reactiva entregada al sistema.

El convertidor VSC consiste en un convertidor de dos niveles o multinivel y filtros de alterna. Cada válvula individual del puente del convertidor es construida por un número de dispositivos IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) conectados en serie junto con su circuito auxiliar. Estas válvulas IGBT permiten un funcionamiento más rápido que los GTO (Gate Turn-off Thyristor) consumiendo menos energía. El que la conmutación se pueda realizar tan rápidamente permite nuevas formas de operación, dando lugar a los VSC con modulación del ancho del pulso PWM (Pulse-Width Modulation). Con este tipo de funcionamiento el inversor puede conectarse a cargas débiles o inexistentes. Debido a la alta frecuencia de conmutación pueden llevarse a cabo rápidamente los cambios que se deseen en la tensión en el lado de CA y por lo tanto los transformadores pueden eliminarse. Todas las válvulas modernas usadas en HVDC están refrigeradas por agua. Las válvulas VSC, el equipo de control y el equipo de refrigeración deben encontrarse en lugares cerrados, como contenedores de transporte lo que permite un rápido y fácil transporte e instalación. El concepto completo es conocido también como HVDC Light. Ver figura No. 13.

Figura 13. Sistema HVDC con tecnología VSC con IGBTs.¹³



1.6 TRANSFORMADOR DE CONVERSIÓN

Los transformadores del convertidor se encargan de conectar la red de CA al puente de válvulas de tiristores y ajustan la tensión en el lado de CD al nivel requerido para la transmisión. Por otra parte, también se utilizan como aislamiento entre la red y la conversora. Su estructura puede ser muy variada dependiendo de

¹³ ARRILLAGA, J., High Voltage Direct Current Transmission, London, 1983.

la potencia a transmitir, pero normalmente son del tipo de una fase a 3 devanados, por ello se necesitan 3 transformadores idénticos por convertidor. Adicionalmente, son la parte más pesada de un sistema HVDC.

Los transformadores realizan varias funciones:

- Proporcionan tensiones de CA en dos circuitos distintos con una fase relativa entre ambos de 30 grados para reducir los armónicos de bajo orden, especialmente el 5º y el 7º.
- Actúan como barrera galvánica entre el sistema CA y el CD, evitando que la tensión de CD pase a la red de CA.
- Contribuyen con una impedancia reactiva a la parte de CA reduciendo de esta forma las corrientes de cortocircuito y controlando el ritmo de subida de la corriente en la válvula durante la conmutación.

Estos transformadores se caracterizan por estar diseñados para soportar el alto contenido de armónicos generado por las estaciones conversoras sin sobrecalentarse. Además, están diseñados para soportar la premagnetización continua del núcleo, el ruido y otras características de este tipo de montajes. Tienen un aspecto diferente a los utilizados normalmente en corriente alterna debido a la altura de sus contactos necesarios para alcanzar las torres de válvulas, que suelen estar suspendidas en techo del lugar de instalación de las estaciones conversoras.

1.7 FILTROS

En el convertidor se producen un gran número de armónicos, razón por la cual se hace necesaria la implementación de filtros CA y CD en ambos lados del convertidor.

1.7.1 Filtros CA. Poseen normalmente una doble función ya que por una parte se encargan de absorber los armónicos generados por las conversoras y por otro proporcionan una parte de la potencia reactiva necesaria en el proceso de conversión. El tipo de diseño del filtro depende de la tecnología que implementa al convertidor, más concretamente a los armónicos característicos que genera el convertidor. A modo de ejemplo si se utiliza un convertidor de seis pulsos habrá que diseñar un filtro tal que sea capaz de filtrar armónicos de orden de $6n+1$ (ya que este es el orden de armónicos que produce este dispositivo en particular).

1.7.2 Filtros CD. Se encargan de reducir el componente CA de la señal directa que se desea obtener. Básicamente, son filtros pasa bajos diseñados para filtrar armónicos de varios órdenes. Se conectan en paralelo con la línea CD.

Armónicos de voltaje que puedan ocurrir en el lado CA de una estación convertidora causan corrientes CA, las cuales pueden sumarse a la corriente CD de la línea de transmisión. Estas corrientes alternas de alta frecuencia pueden crear interferencia en los sistemas telefónicos vecinos a pesar de las limitaciones impuestas por el reactor de alisamiento. Los filtros DC, que son conectados regularmente en paralelo a la estación de los polos, son una efectiva herramienta para combatir estos problemas. La configuración de los filtros DC es muy semejante a la de los filtros CA.

1.8 CONFIGURACIONES DE UN SISTEMA HVDC

El mercado actual dispone de las configuraciones HVDC clásico, HVDC Plus (Tecnología SVC) y Sistema de transmisión Ultra HVDC

Un enlace CD HVDC clásico conecta dos sistemas CA de alta tensión a larga distancia con cables aéreos o submarinos así como dos sistemas vecinos independientes con parámetros eléctricos incompatibles.

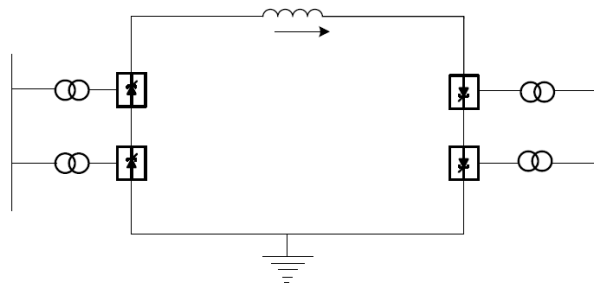
HVDC Plus es una solución avanzada y flexible para la transmisión de energía en campos en los cuales el criterio es el ahorro de espacio. Un concepto de convertidor técnico innovador permite la transmisión de energía desde plataformas mar adentro y parques de viento a redes en tierra.

La configuración de ultra alta tensión en CD es la nueva dimensión de eficiencia en transmisiones HVDC a un nivel de tensión de 800 kV que abastece capacidades de hasta 7 GW.

La tecnología HVDC permite la implementación de una u otra configuración del sistema en función del objetivo.

1.8.1 Punto a punto (Back to Back). Esta configuración se utiliza cuando la conexión de los dos sistemas se realiza al interior de una subestación y no es necesaria una línea de transmisión para conectar dos sistemas asincrónicos. Se utiliza también en conexiones submarinas, permitiendo la transmisión a cargas aisladas o a estaciones de generación aisladas (parques eólicos en alta mar) o para apoyar sistemas insulares desde sistemas continentales. Ver figura No. 14

Figura 14. Diagrama punto a punto ¹⁴



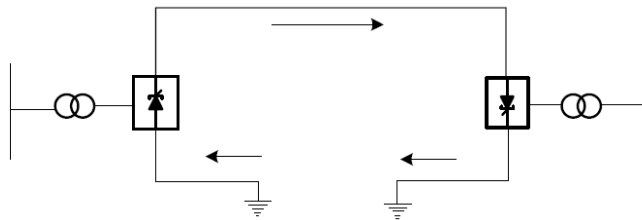
1.8.2 Monopolar con retorno por tierra. El enlace monopolar presenta únicamente un conductor para transmitir la energía eléctrica. El retorno se realiza mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión, que hacen las funciones de ánodo y cátodo. Esta transmisión se utiliza generalmente para grandes distancias, en particular para largos cables submarinos, donde el mar puede realizar las funciones de retorno, ofreciendo menos pérdidas que un retorno metálico o cuando no es posible utilizar una fase de una conexión bipolar. Estos enlaces se suelen operar con tensiones negativas ya que de este modo el efecto corona es menor.

¹⁴ D. Naidoo and N.M. Ijumba, HVDC Line Protection for the Proposed HVDC Systems, Power System Technology - POWERCON 2004, Singapore, 21-24 november 2004

El efecto corona es causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea. En el momento que las moléculas del aire se ionizan, estas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Algunos de los problemas debidos a este efecto son: ruido, vibraciones, deterioro de los materiales como consecuencia de un bombardeo de iones y pérdidas de potencia.

1.8.3 Monopolar con retorno metálico. Algunos sistemas monopolares incluyen un retorno metálico cuando es imposible realizar el retorno mediante electrodos conectados a tierra (normalmente por cuestiones medioambientales) o cuando las pérdidas son demasiado importantes, en este tipo de casos se usa un retorno metálico. Ver figura No. 15.

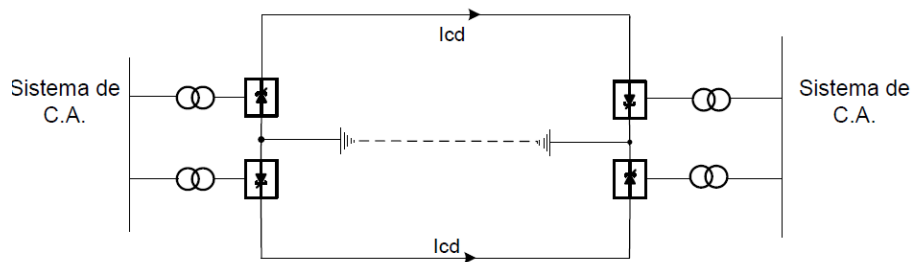
Figura 15. Monopolar con retorno por tierra ¹⁵



1.8.4 Homopolar. Esta conexión comprende dos o más conductores con la misma polaridad, por lo general negativa y siempre operando con el retorno por tierra. En este arreglo cada estación convertidora consiste de un polo positivo y un polo negativo, cada polo consta de dos convertidores trifásicos conectados a través de un transformador Y-Y y Y-Δ para producir un arreglo de 12 pulsos. Su principal desventaja es que la corriente de retorno por tierra puede tener efectos sobre las tuberías de gas o petróleo que estén a pocos kilómetros de los sistemas de electrodos. Las tuberías pueden servir como conductoras de la corriente de retorno la cual puede causar corrosión en el metal. Ver figura No. 16.

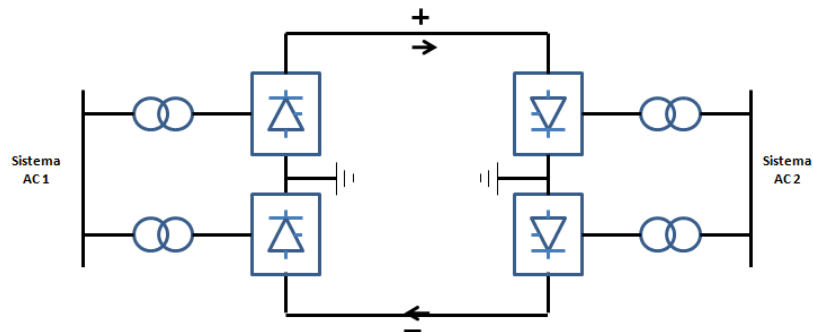
¹⁵ Ibid,

Figura 16. Enlace homopolar¹⁶



1.8.5 Bipolar. Esta configuración se utiliza cuando se supera la capacidad de una configuración monopolar. Además, proporciona una mayor confiabilidad al sistema ya que puede utilizarse como Monopolar (retorno metálico o por tierra) cuando uno de los polos queda fuera de servicio. Los enlaces bipolares pueden estar conectados a tierra mediante electrodos o conectados entre ellos mediante un cable de retorno. Su función es similar a la del neutro de un sistema trifásico. Ver figura No. 17.

Figura 17. Enlace Bipolar [8].

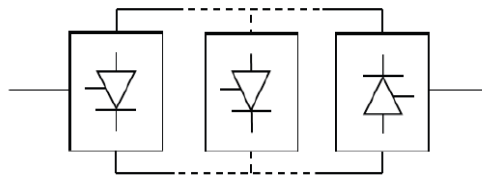


¹⁶ Ibid,

1.8.6 Multi-terminal. En esta configuración, se disponen tres o mas estaciones convertidoras de HVDC conectadas entre si en el lado de directa, permitiendo la circulación de potencia entre todas ellas.

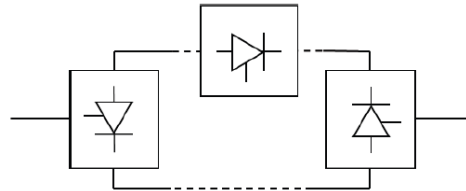
1.8.6.1 Enlaces multi-terminales conectados en paralelo. Todas las subestaciones están conectadas a una misma tensión. Se utiliza en general cuando todas las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras. Ver figura No. 18.

Figura 18. Sistema multiterminal conectado en paralelo



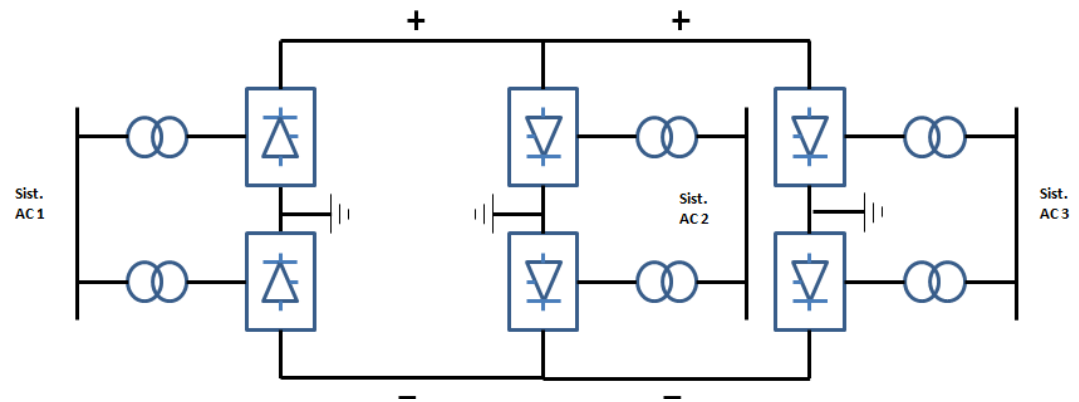
1.8.6.2 Enlaces multi-terminales conectados en serie. Las subestaciones están conectadas en serie y a cada una llega una tensión diferente. Una subestación conectada en serie no puede consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar el nivel de tensión que llega a las otras. Ver figura No. 19.

Figura 19. Sistema multiterminal conectado en Serie



1.8.6.3 Enlaces multi-terminales híbridos. Se pueden combinar ambos tipos de enlace (Serie y Paralelo) para dar lugar al llamado enlace multiterminal "Híbrido". Ver figura No. 20.

Figura 20. Enlace multiterminal ¹⁷



¹⁷ Ibid,

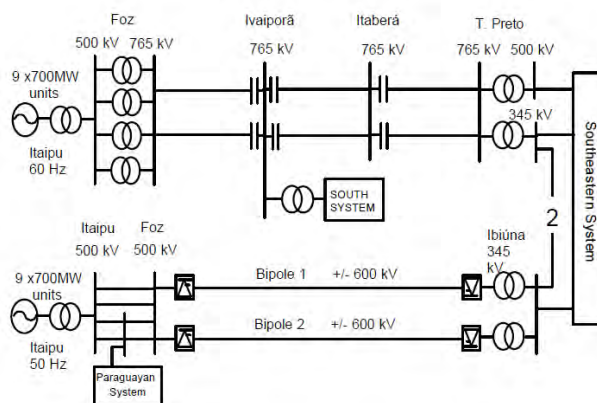
2. ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES CON SISTEMAS HVDC

2.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITAIPÚ

La central hidroeléctrica Itaipú se constituye como la segunda más grande del mundo, después de la de las Tres Gargantas en China, que comenzó su trabajo a plena actividad recientemente. Su nombre, proviene del guaraní y significa “Piedra que suena”, y corresponde a un proyecto energético binacional entre Paraguay y Brasil, aprovechando todo el recurso y potencia del río Paraná

2.1.1 Transmisión HVDC de Itaipú. El proyecto de transmisión HVDC de Itaipú en Brasil, de propiedad de Furnas Centrais Elétricas en Río de Janeiro (una compañía Eletrobrás), fue durante más de 20 años la transmisión HVDC más grande del mundo. Tiene una potencia nominal total de 6300 MW y una tensión de ± 600 kV DC. La transmisión HVDC de Itaipú se compone de dos líneas de transmisión HVDC bipolar de 785 km y 805 km de longitud que traen la energía generada a 50 Hz de la hidroeléctrica de Itaipú con una capacidad instalada de 12.6 GW, propiedad de bu Itaipú Binacional, a la red de 60 Hz en São Paulo, en el centro industrial de Brasil. Ver figura No. 21.

Figura 21. Diagrama unifilar sistema de transmisión HVDC Itaipú¹⁸



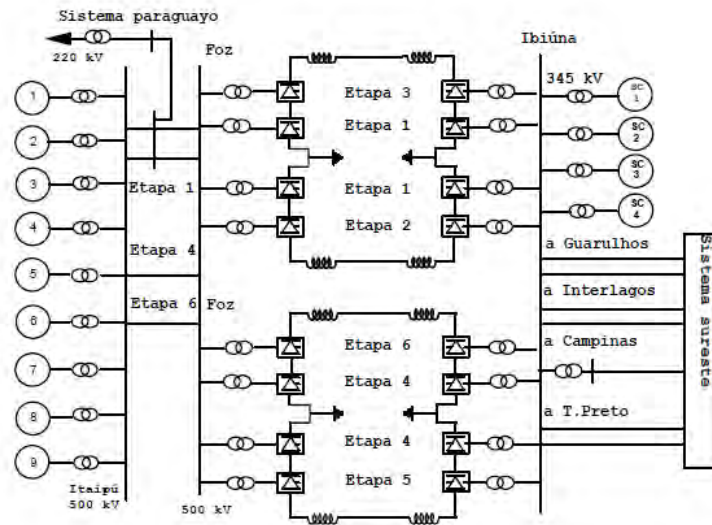
¹⁸ A. PRAÇA H. ARAKAKI S. R. ALVES K. ERIKSSON J. GRAHAM G. BILEDT, Itaipu HVDC Transmission System 10 years operational experience, Mayo 1996

2.1.2 Sistema de control y protección en Itaipú

El sistema de transmisión Itaipú HVAC a 60 Hz y 765 kV está operando sobre dos líneas compensadas en serie con la ayuda de un esquema de emergencia de control digital (ECS) para que coincida con la capacidad de generación y transmisión en caso de perturbaciones en el sistema eléctrico.

El sistema de transmisión de 6.300 MW HVDC, según estudios de diseño, mostró ± 600 kV a ser la tensión óptima. Los dos bipolos están diseñados para operar independientemente uno de otro en condiciones normales.

Figura 22. Diagrama unifilar del sistema HVDC de la Hidroeléctrica de Itaipú
19



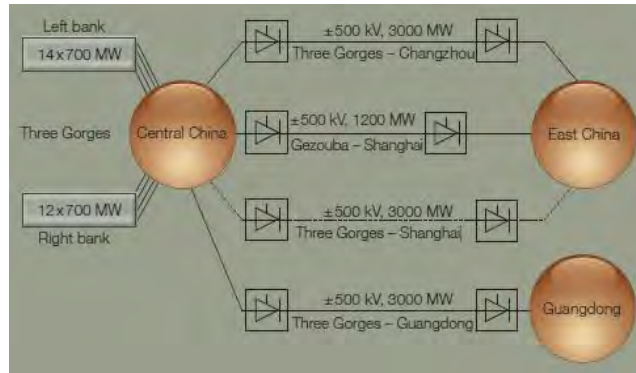
La figura 22 muestra un resumen de los principales circuito, incluyendo la construcción por etapas del Transmisión HVDC, el sistema Itaipú HVDC está conformado por dos bipolos paralelas con una potencia de 3150 MW y dos estaciones convertidoras HVDC por polo.

2.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA TRES GARGANTAS

La presa de Tres Gargantas, en el río Yang-Tsé, con una longitud de más de una milla (1.600 metros) y una altura de 185 m, es la más grande de su clase en el mundo. El embalse, con una altura normal de agua de 175 m, se extenderá hasta más de 560 km aguas arriba. La central hidroeléctrica, con 26 turbogeneradores de 700 MW de potencia nominal, tendrá una capacidad total de 18,2 gigavatios. [12].

¹⁹ Ibid,

Figura 23. Diagrama unifilar de la Hidroeléctrica de las tres gargantas (China)²⁰



El sistema HVDC para transmitir energía desde la central de las Tres Gargantas se eligió por varios motivos, puesto que las redes de corriente alterna de China central y oriental y de Guangdong no están sincronizadas, un sistema de transmisión de corriente alterna habría requerido una coordinación y hubiera sido muy difícil garantizar unos márgenes adecuados de estabilidad. El sistema HVDC permite la transmisión controlada de energía entre las redes, que siguen siendo independientes.

La corriente continua es también más económica en cuanto a costes de construcción y a pérdidas. Serían necesarias cinco líneas de corriente alterna de 500 kV, de compensación en serie, para transmitir la misma cantidad de energía y cada línea requeriría un derecho de paso mayor que el de una línea de transmisión HVDC para 3.000 MW.

Transmisión en HVDC en la Hidroeléctrica de las Tres Gargantas.

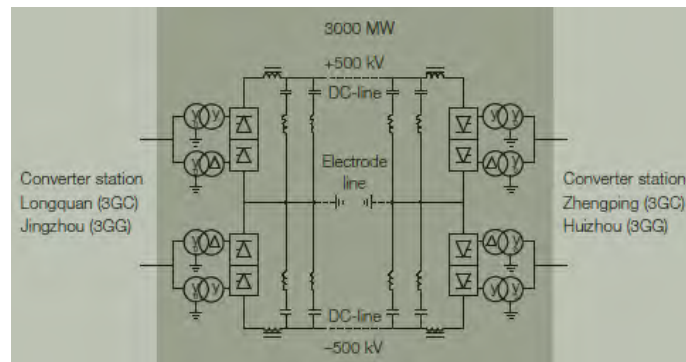
El sistema cuenta con dos estaciones convertidoras de enlace bipolar HVDC de 3000 MW y tensión de 500 kV, ubicadas en Longquan (provincia de Hubei) y Zhengping (Changzhou, provincia de Jiangsu), separadas unos 890 km. La

²⁰ ABHAY KUMAR, Mats Lagerkvist, MÅRTEN Eklund, YUN YUAN, Qing Three Gorges - Changzhou HVDC : Ready to Bring Bulk Power to East, Changsha 2003

estación convertidora de Longquan está situada a unos 50 km de la presa de las Tres Gargantas. La estación receptora de Zhengping está a 200 km aproximadamente de Shanghai.

La estación convertidora del extremo transmisor está situada a 16 km de la ciudad de Jingzhou, a unos 135 km de la central eléctrica de Tres Gargantas. La estación receptora se encuentra en Huizhou, en la provincia de Guangdong.

Figura 24. Diagrama unifilar del sistema HVDC de la Hidroeléctrica de las tres gargantas (China) ²¹



Este enlace de transmisión bipolar de energía eléctrica de corriente continua, el más largo y potente del mundo.

2.2.1 Control y protección. El sistema de control y protección de la central Tres Gargantas se basa en la utilización del sistema MACH2 de ABB, una tecnología muy avanzada que se caracteriza por su alto rendimiento, sus pocas necesidades de mantenimiento, un entorno de programación muy potente y una buena integración con los sistemas SCADA, que permiten el acceso a la información sobre el estado operativo de cada estación convertidora desde centros de despacho remotos. Estos centros tienen plena capacidad de control remoto y pueden regular la transmisión de energía en el enlace.

La comunicación entre terminales es efectuada por medio de fibra óptica en el hilo guarda. La capacidad no necesaria para la comunicación se usa para distribuir y transferir datos en las redes, pero también podría servir para fines comerciales.

²¹ Ibid,

En el sistema también se han integrado diversas funciones de control, como rampa de potencia, control de frecuencia y modulación de la amortiguación. En la estación se puede ajustar la interfaz y los parámetros de acuerdo con las necesidades del sistema²²

2.3 PROYECTO INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ

Figura 25. Conexión Colombia – Panamá²³



2.3.1 Características del proyecto. El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión eléctrica de 600 km, en tecnología de corriente directa (HVDC), entre las subestaciones terminales Cerromatoso (230 kV) en Colombia y Panamá II (230 kV) en Panamá

En su primera fase, la línea tendrá capacidad de transporte de 300 MW, con la posibilidad de ampliación a 600 MW en su segunda fase.

Longitud de 614 km (340 km Colombia + 274 km Panamá)

²² MARIN Z., Alejandro. Protecciones Sistemas HVDC, 2003

²³ Siemens.Com. [en línea][consultado Enero de 2013]disponible en internet: www.siemens.com

Los estudios de estabilidad y flujo de carga se efectuaron con modelos de fuente de corriente (current source), tipo línea conmutada (line-commutated), con bancos de condensadores de 70Mvar en ambos extremos.

Línea Monopolar con retorno por tierra y mar, con una capacidad de 350 MW, 250 kV DC. Se evaluó la tensión de 500 kV DC, pero para la misma transferencia, la respuesta transitoria es similar.

La empresa binacional ejecutora se llama Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP), responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países. ICP está integrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) de Colombia y tiene su sede en la Ciudad de Panamá. [2]

2.3.2 Descripción del proyecto. Este proyecto consiste en una interconexión híbrida línea aérea-cable submarino, en configuración monopolar, utilizando convertidores conmutados naturalmente. El caso específico es el enlace propuesto por la UPME para Colombia-Panamá, partiendo de Cerromatoso (230kV) hasta Panamá II (230kV). La transmisión se segmentó en tres tramos, en la parte intermedia se dispuso el cable submarino de 55 km, como se describe a continuación:

Figura 26. Distribución de la interconexión Colombia – Panamá

	Colombia	Panamá	Total
Aéreo (km)	325	234	559
Submarino (km)	15	40	55
Total (km)	340	274	614

2.3.3 Beneficios de la interconexión

- Colombia exporta una electricidad más limpia en años húmedos (85% de fuente hídrica).
- El precio de la hidroelectricidad colombiana es comparativamente bajo.
- Incremento de la competitividad de países al acceder a electricidad más barata.

- Colombia reafirma su compromiso con la interconexión y la integración gradual de los mercados.
- Para Panamá y América Central es una oportunidad que complementa y optimiza su matriz energética.

3. PROTECCIONES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

En los sistemas eléctricos, las protecciones juegan un papel fundamental, son las encargadas de detectar y limitar la duración de una falla en un sistema eléctrico de potencia, teniendo en cuenta la protección de las personas evitando deterioro de equipos y garantizando la estabilidad y continuidad del servicio, por este motivo es de gran importancia conocer los tipos de fallas que afectan un sistema actual.

En el presente capítulo, se estudiarán las fallas y protecciones para un sistema de Corriente Alterna y Corriente Directa.

3.1 INCIDENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Numerosas causas pueden provocar fallas en el sistema y este debe estar preparado para afrontarlas, a continuación se enumeran las más importantes:

3.1.1 Descargas atmosféricas. Diversos eventos climáticos pueden ocasionar una falla, un rayo afectando una torre de tensión, inundaciones en las subestaciones o fuertes vientos que unen líneas de tensión produciendo descargas atmosféricas.

3.1.2 Maniobras equivocadas y operaciones indebidas. Este tipo de fallas son provocadas por errores humanos que se desencadenan por una mala operación.

3.1.3 Perturbaciones. En el sistema eléctrico de potencia los valores controlados son tensión, corriente, potencia y frecuencia. Debido a esto, al presentarse situaciones anormales en estos parámetros, en el sistema se observarán como perturbaciones.

3.1.3.1 Valores de Tensión. El sistema eléctrico y sus elementos se encuentran diseñados para actuar en diferentes niveles de tensión; si se presentan variaciones por debajo (subtensiones) o por encima (sobretensiones), pueden ocasionar desconexión, pérdida de eficiencia y/o daño total.

3.1.3.2 Valores de Corriente. Con respecto a la corriente se encuentran asociadas las siguientes perturbaciones:

3.1.3.2.1 Sobre-corrientes. Son corrientes que durante un largo periodo superan a la nominal. Aunque los equipos eléctricos sean diseñados para soportar valores un poco más altos que la nominal y tal vez no ocasionen la destrucción del dispositivo, si disminuye la vida útil del elemento.

3.1.3.2.2 Cortocircuitos. Un cortocircuito eléctrico es la conexión accidental o intencional de dos o mas puntos del circuito con una impedancia baja y diferentes niveles de tensión. Este tipo de falla origina unos aumentos bruscos de la corriente logrando dañar equipos, y afectar a las personas que no se encuentran protegidas.

3.1.3.2.3 Inversion del sentido de la corriente . Cuando la direccion de la corriente no es la correcta se presenta una perturbación en el sentido de la corriente, un ejemplo se representa cuando la corriente de un generador debe ser siempre saliente porque entrega potencia al sistema.

3.1.3.3 Valores de Potencia. La potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico siempre deben mantener sus balances, como no es posible almacenar energía en grandes cantidades, el total de la potencia activa y reactiva deben ser generadas casi al mismo tiempo que el consumo. Grandes desbalances entre las potencias producidas y consumidas indican grandes fallas que pueden ocasionar el corte del suministro en regiones o peor aun en la totalidad de la red. Por este motivo, el balance entre la potencia producida y consumida siempre será vigilada y controlada.

3.1.3.4 Valores de Frecuencia. La potencia reactiva funciona como una reserva de energía que puede extraerse cuando sea necesario para controlar el balance de la energía activa. Cuando se presenta una demanda no esperada en el sistema, la energía reactiva disminuye y la frecuencia. Caso contrario, una disminución en la demanda lleva a un aumento en la frecuencia.

La relación entre la frecuencia del sistema y el balance de la potencia activa lleva a una vigilancia de los valores de frecuencia, permitiendo detectar desbalances importantes en la generación y demanda de energía.

3.1.3.5 Elementos externos (Animales, Árboles). En areas de cultivos donde no se considera los limites de servidumbre se presentan fenomenos como la quema de la caña y riegos que generan fallas y con llevan a que operen las protecciones.

3.1.3.6 Vandalismo. En zonas consideradas de conflicto se presentan atentados contra la infraestructura eléctrica.

Al determinar los tipos de fallas se concentrará la atención en el estudio de cortocircuito.

3.2 TEORÍA DE CORTO CIRCUITO

Es el análisis de un sistema de potencia que determina la magnitud de las corrientes eléctricas que fluyen durante una falla en diversos puntos del mismo. Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente.

Existen diferentes tipos de cortocircuitos, en función de las fases afectadas. Los cortocircuitos pueden clasificarse en:

3.2.1 Trifásicos. Consisten en el contacto de las tres fases, directamente o a través de una impedancia de valor bajo. Un ejemplo de cortocircuito trifásico es la caída de una torre de transmisión. Este tipo de cortocircuitos es el más grave en el sistema, produciendo las mayores corrientes. Por consiguiente, debe ser detectado rápidamente y eliminada la fuente de fallo del sistema (por medio de la actuación del sistema de protección) en el plazo menor posible. Desde el punto de vista de análisis, es el más simple de calcular, porque al estar involucradas las tres fases en la misma forma las corrientes de cortocircuito son iguales en las tres fases, siendo representado por un sistema de corrientes simétrico.

3.2.2 Monofásico. El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema. Las corrientes de cortocircuito que provoca dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

3.2.3 Falla doble línea. Se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema bifásico trifásico se tocan simultáneamente.

3.2.4 Falla doble línea a tierra. La falla simultánea entre dos conductores de fase y la tierra es conocida como falla doble línea a tierra y se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema trifásico tocan tierra simultáneamente.

3.3 FALLAS EN CORRIENTE DIRECTA

Las fallas en un enlace HVDC se clasifican según la zona en que ocurre, se analizara los siguientes componentes:

- Línea de transmisión CD.
- Estaciones conversoras.

3.3.1 Fallas en las líneas de transmisión en corriente directa. Estas fallas dependen del tipo de conductor que se utilice para el transporte de la energía, si se utiliza líneas aéreas, la mayor probabilidad de falla sería de un polo a tierra, dado que es poco probable que se unan ambos polos, debe ocurrir un daño físico considerable para que sucediera este evento. Con los cables subterráneos o submarinos, las fallas presentadas son de carácter permanente, por este motivo, se debe analizar el tipo de conductor al momento de realizar maniobras a posibles fallas en estos enlaces.

Este tipo de fallas pueden ser causadas por los siguientes incidentes:

- **Descarga atmosféricas.** En las líneas aéreas se encuentran protegidas por cables de guarda pero no se puede descartar la descarga directa de un rayo en un poste o en una torre.
- **Descargas por contaminación.** En una línea de CD que pasa por una zona se encuentra expuesto a elementos naturales como arena, polvo, humedad, etc., que se acumulan en los aislantes y generan interrupciones en el sistema.
- **Sobretensiones.** En un enlace bipolar, al ocurrir descargas de un polo a tierra, se pueden llegar a genera sobretensiones en el polo sano que llegan a ser del orden de 1,4 a 1,9 la tensión nominal debido al acoplamiento capacitivo. Debido a esto la aislación de la línea debe soportar estas sobretensiones evitando la formación de arcos en ella, de lo contrario el rayo puede causar una falla bipolar. Otra causa de sobretensión es el arranque del enlace HVDC con un extremo abierto.

- **Ionización causada por fuego.** Si en una zona se presenta un incendio y se ve afectada una línea aérea se puede presentar una ionización del aire, provocando una falla de la línea con tierra y desencadenar en una falla bipolar.

3.3.2. Fallas en las estaciones conversoras. Se consideran fallas en las estaciones conversoras las ocurridas entre el secundario de los transformadores de conversión y el patio de corriente directa a la salida de la estación. Este tipo de fallas como rotura o daño en las válvulas, aislamiento del transformador, falla entre el polo a tierra y otros, generan automáticamente la desconexión del sistema, ya que se garantiza la protección de los equipos existentes.

3.3.2.1 Fallas de conmutación en el rectificador. Estas fallas se pueden presentar por la falta de tensión en los terminales, daños en los circuitos alternos o en los pulsos de control. Aunque, los efectos por reducción de tensión son menores en el rectificador pueden ocasionar que se detenga y solo se normalizará cuando la tensión en las válvulas sea restablecida.

Sin embargo, si existen pérdidas en los impulsos de control en forma periódica, se producirá una señal de tensión alterna en conjunto con la señal directa, logrando una presencia de resonancia y puede generar una corriente bastante grande. Por este motivo, este tipo de falla debe ser detectada rápidamente y causar la desconexión del grupo de válvulas.

3.3.2.2 Fallas de conmutación en el inversor. Una falla de conmutación corresponde al mal funcionamiento del inversor, una característica importante del tiristor, que es el elemento activo del sistema HVDC, este elemento debe estar expuesto a una tensión inversa por un tiempo determinado para impedir su conducción. Si se produce lo contrario, el tiristor sigue conduciendo, aunque no tenga una señal de disparo resultando esencial para el proceso de conmutación. Cambios abruptos en la magnitud, fase o calidad de las tensiones de conmutación podrían causar una o, posiblemente, sucesivas fallas de conmutación.

Cuando una estación conversora se encuentra operando como inversor al término del enlace de corriente directa, una válvula se apagará cuando su corriente conmute a cero y el voltaje a través de la válvula se torne negativo. El periodo en el cual la válvula se encuentra con una polarización negativa corresponde al ángulo de extinción y, sin un pulso de disparo, la válvula idealmente se encontrará

en un estado no conductivo o bloqueado, incluso si experimenta una polarización positiva.


3.3.2.3 Causas de las fallas de conmutación.

✚ **Perturbaciones en el área de tensión.** Cuando se está por debajo del área de trabajo del tiristor causado por perturbaciones como la reducción en la tensión, cambios de fase y distorsión, posiblemente acompañado de un incremento en el ángulo de conmutación [8].

✚ **Aumento de la corriente directa.** Es evidente que un aumento en la corriente directa incrementará el tiempo necesario para la conmutación de la corriente. De este modo, el instante de disparo debe ajustarse al nivel actual de la corriente directa para garantizar un área tensión-tiempo suficiente para la conmutación y para la restauración de la capacidad de bloqueo directo del tiristor. Un incremento repentino de la corriente directa puede deberse a fallas en el sistema CA. Si el aumento de la corriente es causado por fallas o por perturbaciones alrededor del sistema de potencia y si ocurre durante una conmutación o antes del disparo de una válvula, no hay mucho tiempo para que el sistema de control compense el aumento de la corriente. Sin embargo, si el aumento de corriente directa es ordenado por el sistema de control, las fallas de conmutación podrían ser evitadas por el ajuste de la respuesta del control. Una situación en que es deseable un rápido aumento de la corriente es durante el restablecimiento después de una falla en el sistema CA.

✚ **Mal funcionamiento del sistema de disparo de las válvulas.** En el sistema de control es muy importante tener en cuenta las fallas de conmutación, ya que las perturbaciones y fallas en el sistema de potencia adyacente que influyen en el proceso de conmutación pueden ocurrir en cualquier instante y el sistema de control que debe reaccionar para evitar la falla de conmutación debe ser muy rápido.

Siguiendo con las perturbaciones CA, para el sistema de control hay un mayor tiempo disponible para decidir la acción apropiada con el fin de restaurar la operación del puente convertidor.

 **Perturbaciones en la tensión de conmutación.** Si hay un cambio repentino en las condiciones del sistema justo antes o durante el proceso de conmutación la actual área tensión - tiempo puede ser insuficiente para una conmutación exitosa.

Fallas cercanas al inversor causan una menor tensión CA resultando un incremento de la corriente directa.

Las fallas asimétricas son las más comunes en el sistema de potencia, tales como monofásicas o fase-fase. Para este tipo de fallas, en la mayoría de los casos la magnitud de tensión de conmutación será sólo ligeramente disminuida, pero la falla causará un cambio de fase en la tensión que podría ser perjudicial.

Además, la forma de tensión de conmutación puede ser distorsionada resultando en una tensión que no es sinusoidal. Estas distorsiones están en el rango de armónicas de frecuencia de bajo orden y en muchos casos el sistema de control no tiene ninguna posibilidad de reaccionar para evitar la falla de conmutación. Estas distorsiones de tensión pueden ser causadas por fallas en el sistema CA, pero también son creadas por operaciones de interruptores.

3.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN EN CA

El sistema de protección en CA debe diseñarse para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección.

3.4.1 Protecciones Principales. Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible.

3.4.2 Protecciones de Respaldo. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de modo que permitan la actuación de la protección principal en primera instancia. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal.

Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las fallas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falla para el sistema de potencia.

Respaldo remoto: Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.

Respaldo local y falla interruptor: El respaldo local está ubicado en la misma estación.

3.5 PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN CA

Uno de los aspectos importantes del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Muchos factores se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de transmisión:

- Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- Función e importancia de la línea: Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falla, nivel de tensión.
- Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

3.6 Relé. Un relé de protección es un controlador inteligente que puede detectar condiciones anormales en el equipamiento eléctrico o en sistemas de energía e inicia la acción apropiada.

Las protecciones usadas para proteger las líneas o cables de transmisión son:

3.6.1 Relé de sobrecorriente. Los relés de sobrecorriente controlan la intensidad de paso por el equipo protegido, son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Estas protecciones se clasifican en dos grupos en función del tiempo de operación:

- Instantáneo: El relé operará siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad superior al ajustado en el equipo.
- Temporizado: Este tipo de relé se ajusta para esperar un tiempo determinado y permitir que la falla sea contenida pero si no es así este actuará.
- Direccional (instantáneo y/o temporizado): El elemento direccional permite la actuación del elemento de sobreintensidad cuando la corriente, o la potencia circula en un solo sentido.

Estos relés no pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falla; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falla es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto, la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

3.6.2 Relé de distancia. En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falla son altos, por lo cual si una falla no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento.

Por esta razón, los relés de distancia son empleados en vez de los relés de sobrecorriente.

Las ventajas de aplicación de relés de distancia, en comparación con los relés de sobrecorriente son:

- Mayor zona de operación instantánea
- Mayor sensibilidad
- Más fáciles de ajustar y coordinar

- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falla dentro o fuera de su zona de operación.

Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud, es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falla).

3.6.2.1 Relés de distancia con comunicación. Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relés de distancia donde se habilitan esquemas de teleprotección. Los esquemas de teleprotección interconectan los relés de distancia en ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falla es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea para fallas en toda la longitud de la línea.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro, incluyendo transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto.

Los medios de comunicación que generalmente se utilizan son:

- Onda portadora (carrier)
- Microonda
- Fibra óptica

Los esquemas de comunicación se clasifican en:

Esquemas de transferencia de disparo: Son los esquemas en que la recepción de una señal inicia un disparo al interruptor.

Esquemas de bloqueo: Son esquemas en que la recepción de una señal bloquea el disparo al interruptor.

3.6.3 Protecciones de sobretensión y subtensión. Las protecciones de tensión operan en un tiempo prudencial, permitiendo la posibilidad de corrección de la desviación de la magnitud nominal que intentarán efectuar los dispositivos reguladores.

Los relés empleados para la detección de sobre y subtensión son básicamente los mismos que los descritos para las protecciones de sobreintensidad, sustituyendo las bobinas amperimétricas por voltimétricas. No obstante, debería matizarse que en los relés de sobretensión es muy importante el factor de reposición.

3.6.4 Protección de frecuencia. En los sistemas eléctricos de corriente alterna, la frecuencia es una de las magnitudes que definen la calidad del servicio, y para mantener estable su valor nominal es necesario que exista, permanentemente, un equilibrio entre la generación y el consumo.

En caso de romperse este equilibrio, se hace necesario tomar acciones inmediatas sobre la red y para ello se utilizan relés de sobre o subfrecuencia.

3.7 EQUIPOS INVOLUCRADOS EN LAS PROTECCIONES

Para que las protecciones operen adecuadamente son necesarios unos equipos que le suministran la información o realicen las operaciones para que estas sepan cuando actuar. Estos equipos son:

3.7.1 Transformadores de medida. El uso de transformadores de medida permite controlar o medir tensiones y corrientes elevadas. En función de su utilización, se clasifican en:

3.7.1.1 Transformadores de intensidad (T/I). Son transformadores de medida en los cuales la intensidad secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Los T/I se deben clasificar según se utilicen para protección o medida. Estos últimos deben mantener su precisión hasta un nivel de corriente próximo a la nominal, y es conveniente que se saturen rápidamente cuando ésta se sobrepase,

con objeto de proteger los elementos de medida. En cambio, cuando se trate de protección, la precisión debe existir tanto para intensidades bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de falla en la red. Por tanto, no podrán utilizarse T/I de medida para protección ya que, en caso de una falla, la información que suministrarían no sería correcta.

3.7.1.2 Transformadores de tensión. Son transformadores de medida en los cuales la tensión secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria, desfasada con relación a la misma en un ángulo próximo a cero, para unas conexiones apropiadas.

Estos transformadores a diferencia de los de intensidad, están conectados en paralelo en los puntos que se quiere medir la diferencia de tensión.

Los transformadores de tensión se dividen en dos grandes grupos:

- Transformadores electromagnéticos
- Transformadores capacitivos

3.7.2 Interruptores. El interruptor cumple con la orden de conexión y/o desconexión de las protecciones y automatismos. Este equipo se encarga de separar las redes o instalaciones en el caso de maniobras y en un menor tiempo posible separar las zonas averidas.

3.7.3 Fuentes de alimentación auxiliar. Son elementos fundamentales dentro del sistema de protección, cuya finalidad es suministrar energía a determinados circuitos para que éstos puedan llevar a cabo sus cometidos.

La fuente de alimentación primaria es la propia tensión alterna disponible en la instalación. Al no poder garantizarse la continuidad del servicio en el 100% del tiempo, las instalaciones importantes disponen de grupos electrógenos que entran en servicio cuando la fuente de alimentación primaria se queda a cero, alimentando los circuitos considerados como prioritarios.

3.8 CRITERIOS DE AJUSTE EN CA

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos, sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas.

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada, los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales o permanentes.

3.9 SISTEMA DE PROTECCIONES EN CORRIENTE DIRECTA

En los enlaces HVDC al igual que los sistemas en CA se encuentran clasificados en zonas de protección con la finalidad de aislar los componentes afectados por algún tipo de falla y así permitir que el resto del sistema eléctrico de potencia no se vea afectado.

Las zonas de protección son las detalladas a continuación:

- Protección de las estaciones convertidoras.
- Protección de filtros y barra.
- Protección de las líneas de transmisión.
- Protección del electrodo.

3.9.1 PROTECCIÓN DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS

En esta zona se protege ambas estaciones convertidoras, tanto, el área de rectificación como de inversión, garantizando que la falla sea detectada rápidamente para que no exista daño alguno en los equipos y en sus elementos. A continuación, se describe los dispositivos que detectan las fallas en esta zona:

3.9.1.1 Protección diferencial de puente. Este dispositivo protege el grupo de válvulas mediante la comparación de la CA de entrada y la CD a su salida previniendo el daño de cortocircuitos dentro del puente rectificador / inversor y detectando las fallas de conmutación en estas estaciones. Para liberar las fallas ocurridas en la estación convertidora, la señal entregada por la protección diferencia se utiliza para accionar un interruptor CA que alimenta a la estación afectada. Los criterios para la actuación de este equipo contemplan una diferencia entre la señal alterna obtenida antes de la estación convertidora (rectificada), y la señal a la salida de esta estación, esta diferencia es comparada con un valor de corriente máxima permitida dentro de la estación, si esta supera la autorizada la protección actuará.

3.9.1.2 Protección diferencial del grupo. Este equipo se encarga de detectar fallas en el área del convertidor que no causan una corriente de cortocircuito y no serán detectadas por la protección diferencia de puente. La protección diferencial del grupo se encarga de detectar los cortocircuitos a tierra en el grupo convertidor y en este caso, como no son corrientes muy altas como los cortocircuitos internos en los convertidores se permiten un retardo en la actuación del equipo para evitar falsas actuaciones de él.

3.9.1.3 Protección de Sobrecorriente nominal. Por el ángulo de disparo de los tiristores, que permite el traspaso de energía de una estación convertidora a otra y se puede controlar la corriente que circula de un sistema a otro. Esta protección actúa como respaldo y previene de sobrecorrientes que puedan dañar los componentes del sistema, esta compara la CA rectificada con los valores configurados en dicha protección.

3.9.2 PROTECCIÓN DE FILTROS Y BARRA EN CORRIENTE DIRECTA

Los equipos que se encuentran en esta área tienen protecciones pero es necesario un dispositivo de protección general que aisle esta zona en caso de una falla de gran magnitud.

3.9.2.1 Protección diferencial de estación en polo. Con este elemento de protección se identifica cortocircuitos a tierra en el reactor de aislamiento, en los filtros de CD, en los dispositivos de conmutación y los transformadores de medición. Este equipo toma muestras de la corriente en la zona de válvulas y la compara con una señal obtenida al comienzo de la línea de transmisión y en su configuración se tiene en cuenta las descargas de corrientes de los circuitos de filtrado debido a cambios rápidos en la tensión de directa, ya que se implementa un retardo para su actuación.

3.9.3 PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN


En un enlace HVDC, las líneas de transmisión representan un estudio importante ya que en ella intervienen varios factores (ambientales, técnicos) y debido a sus distancias se hace difícil la detección y ubicación de las fallas.


Los equipos de protección en esta zona son:

- Sistema de control de las estaciones convertidoras.
- Protección derivativa.
- Protección diferencial de la línea de transmisión.
- Protección de tensión.
- Protección con el análisis de la onda viajera.

3.9.3.1 SISTEMA DE CONTROL DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS

En las estaciones conversoras, hay dispositivos que controlan los convertidores y son detallados a continuación:

 **Controlador de Corriente (CC).** Este controlador mantiene constante la corriente que circula en la línea de transmisión a variaciones de la tensión en esta, este dispositivo se encuentra ubicado en ambas estaciones.

 **Controlador de ángulo de extinción constante (CEA).** Este controlador se encarga de mantener el ángulo de extinción de la tensión en un valor constante, este dispositivo se encuentra ubicado en el inversor.

✚ **Controlador de ángulo de disparo constante (CIA).** Este controlador se encarga de mantener el ángulo de disparo de los tiristores en un valor constante, este dispositivo se encuentra ubicado en el rectificador.

✚ **Limitador de corriente dependiente del voltaje (VDCOL).** Este controlador se encarga de cambiar la corriente de referencia del sistema cuando la tensión en la línea a disminuido de manera considerable.

3.9.3.2. Protección derivativa. En los enlaces de HVDC, esta protección es considerada la principal en el sistema porque detecta con rapidez las fallas, su algoritmo sensa y analiza las señales de tensión y corriente desde la línea de transmisión donde estas variables tienden a disminuir y aumentar frente a una falla. La señal de corriente derivada puede identificar si la falla se presenta en la línea o en la estación de conversión y la señal de tensión detecta la falla pero es necesario que realice con su algoritmo la suma ponderada de ambas derivadas y el valor obtenido es comparado con el valor de referencia establecido en la protección, si este resultado es mayor el dispositivo actuará.

3.9.3.3. Protección de nivel de tensión. Esta protección se utiliza como respaldo a la protección derivativa y su función es actuar frente a depresiones en la tensión durante grandes intervalos de tiempo, debido a fallas de alta impedancia o cercanas a la estación inversora.

Este tipo de protección se configura con tiempos de retraso en su actuación, con el fin de que esta no actúe durante las operaciones normales de conmutación o en cualquier otro transitorio de tensión que no sean causados por fallas en la línea de transmisión en CD. Estos casos pueden ser los siguientes:

- Fallas en CA, al otro lado de las estaciones convertoras.
- Bloqueo de alguna de las estaciones convertidoras.
- Fallas de conmutación en la estación inversora.

Para escoger los niveles de operación de esta protección se debe tener en cuenta el nivel de tensión mas bajo en que puede llegar a funcionar el sistema.

3.9.3.4 Protección de onda viajera. Al ocurrir una falla en la línea se generan señales en alta frecuencia de tensión y corriente que se mueven desde el punto de falla hacia ambas estaciones, ellas se reflejan volviendo al punto de falla y este reflejo volverá a las estaciones hasta que se desvanezcan totalmente.

El principio de protección basado en la teoría de onda viajera, utiliza los transitorios generados por la falla, detecta continuamente muestras de las señales de tensión y corriente, cuando una de estas es detectada el algoritmo de la protección se inicia y tomará 3 pruebas evaluando su amplitud y duración que no sean mayores a los configurados en el equipo. Si se detecta una mayor señal la protección actuará y empieza a identificar el tiempo entre ambos.

Si la falla ocurre en una línea de transmisión, aparece una inyección abrupta de corriente en el punto de falla. Esta corriente viajará como una fuente en ambas direcciones de la línea y continuará circulando entre el punto de falla y las terminales hasta que se alcance el estado estable de pos-falla. Por lo tanto, las terminales de línea recibirán cambios abruptos de voltaje y corriente. Estos cambios contienen la marca de las ondas viajeras y el intervalo de tiempo en proporción con el tiempo de viaje de las ondas entre el punto de falla y las terminales. Con la ayuda de esta información se puede detectar el tipo de falla y en donde se localiza.

Las ondas viajeras luego que ocurre una falla, se propagan a lo largo de la línea y generan un cambio abrupto de la onda de tensión inversa que es medida por el relé de protección.

La protección de onda viajera se usa preferiblemente para sistemas HVDC porque no tiene tantos problemas como en HVAC (la protección puede no operar cuando la falla ocurre durante el cruce por cero de la tensión). Sin embargo, las fallas de conmutación en las estaciones convertidoras y las fallas monofásicas de líneas en el lado de CA son muy similares a las fallas de línea en el lado de CD. Por lo que se tiene que tener como prioridad la protección de línea en HVDC que las diferentes clases de falla puedan ser identificadas claramente y la correcta acción sea tomada lo más pronto posible.

3.9.3.5 Protección diferencial de líneas de transmisión. Este tipo de protección se utiliza como respaldo de seguridad a algún otro tipo de protección principal, que consiste en la medición y comparación de las corrientes en ambos extremos de la línea de transmisión. Estas mediciones son enviadas a las estaciones

convertidoras a través de un sistema de telecomunicaciones. La diferencia entre ambas mediciones se conoce como diferencia actual, si esta supera el valor establecido para un periodo predefinido la protección actuará desconectando el polo afectado.

3.9.4 PROTECCIÓN DEL ELECTRODO DE LA LÍNEA

En el sistema cuando se presentan cortocircuitos a tierra en la línea del electrodo, las corrientes de fuga no son apreciables, la tensión no genera incrementos, este tipo de fallas no pueden ser analizadas por la teoría de la onda viajera.

Existen dos tipos de protecciones que pueden ser aplicadas para este caso:

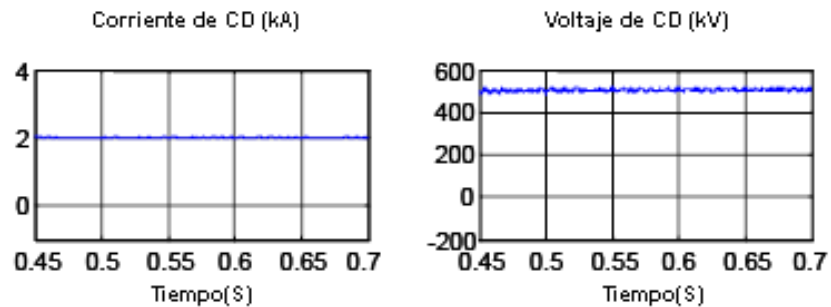
- ❖ **Protección diferencial longitudinal.** Este equipo tomará muestras de la señal de corriente en el lugar de la puesta a tierra en ambas estaciones convertidoras, y se debe comunicar entre ambas con un enlace de telecomunicaciones, lo que eleva los costos del sistema.
- ❖ **Protección diferencial en paralelo.** Si la línea del electrodo está dividida en dos sistemas separados (sistema homopolar) las corrientes en ambos sistemas se pueden medir y comparar. Al ocurrir un cortocircuito a tierra en uno de los sistemas se producirá una diferencia en ambas corrientes, lo que se puede utilizar para activar dicha protección.

3.10 TRANSITORIOS

Para el análisis de falla en sistemas HVDC, se estudian varios casos simulados [12], y que muestran ondas de tensión y corriente de la línea de CD en la terminal del rectificador cuando ocurren diferentes eventos, con el propósito de poder comparar cada uno de los efectos ocasionados a la onda y permitir diferenciar fácilmente entre cada caso en particular.

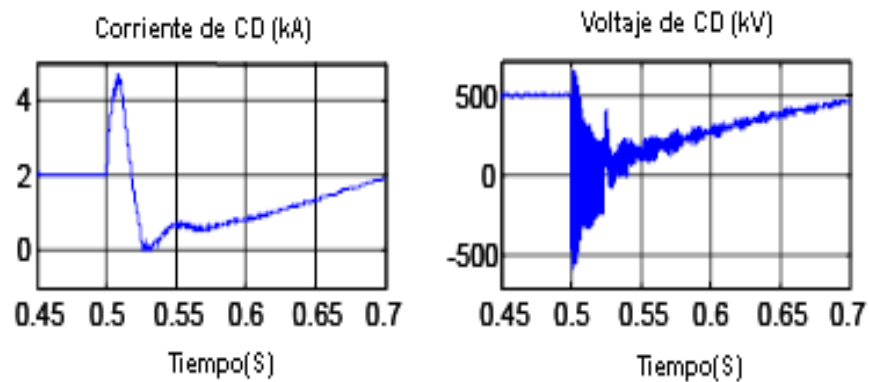
3.10.1 Condiciones de operación normal. Las variables sensadas por las protecciones detectan y evalúan que la señal de tensión y corriente encontrando condiciones normales con una señal continua. Ver figura No. 27.

Figura 27. Condiciones de operación normal señal tensión - corriente [12]



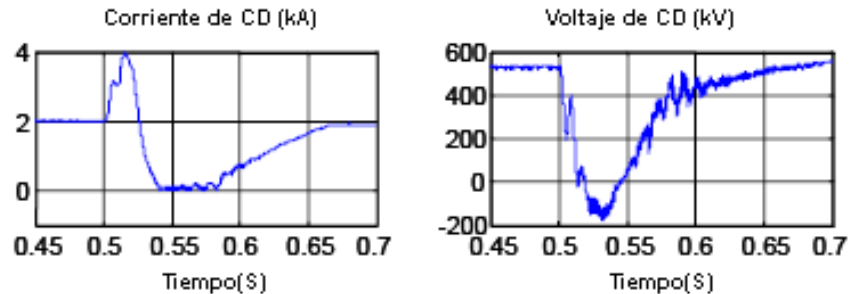
3.10.2 Corto circuito en línea de HVDC. En esta gráfica se observa la perturbación crea un aumento en la corriente y la disminución de la tensión con una señal críticamente oscilante. Ver figura No. 28.

Figura 28. Corto circuito en línea de HVDC señal tensión - corriente [12]



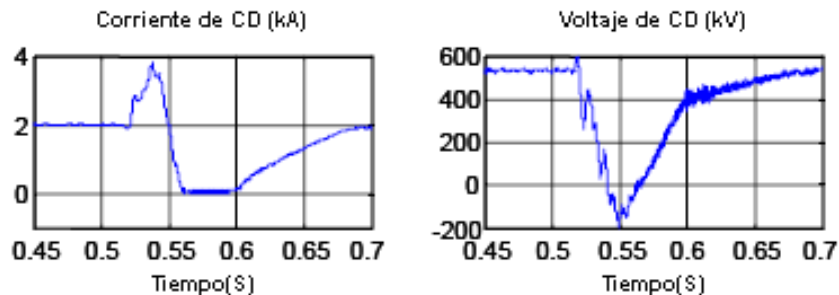
3.10.3 Falla de conmutación en la estación inversora. En esta gráfica se observa la corriente elevarse al momento de la falla y ser controlada por el sistema en 0.15 s, la tensión disminuye hasta que el enlace es desenergizado. Ver figura No. 29.

Figura 29. Falla de conmutación señal tensión - corriente [12]



3.10.4 Corto circuito en la línea del lado CA de la estación inversora. En esta gráfica se observa la corriente que circula por el enlace durante una falla trifásica y la eleva hasta un valor aproximado de 4 kA, la tensión sufre una disminución. Ver figura No. 30.

Figura 30. Corto circuito en la línea del lado de CA, señal tensión - corriente [12]



3.11 CRITERIOS DE AJUSTE EN CD

En los enlaces de HVDC se debe considerar cuidadosamente los equipos que se utilizarán, ya que cada sistema posee características particulares y condiciones que deben ser analizadas con detalle por las diferentes fallas que puedan ocasionar la desenergización de la red.

Como en el sistema de CA, se hace énfasis en realizar una división en zonas de protección con sus respectivos equipos que garantizaran la cobertura en estas áreas. Las líneas de HVDC tienen la habilidad de controlar rápidamente dirección y magnitud de la potencia transmitida, por lo tanto tienen un impacto importante sobre la estabilidad del sistema de potencia.

El enfoque de proponer el comportamiento del sistema como criterio de ajuste, es que la transmisión HVDC es altamente controlada y garantiza los parámetros establecidos para las configuraciones de los equipos que actuarán ante una falla. Aunque la complejidad y el uso de recursos (tecnología muy avanzada), su resultado es más seguro, selectivo y confiable.

4. EFECTOS E IMPACTOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA HVDC EN LAS PROTECCIONES DE CA

Los capítulos precedentes ambientan los temas tanto de transmisión en alta tensión empleando corriente directa, como de la metodología empleada para la protección de dichos sistemas de transmisión de energía eléctrica.

Este capítulo integra ese contenido previo al tenor de los efectos e impactos que generan los sistemas HVDC sobre los diferentes esquemas de protección asociados ante todo a las líneas de transmisión involucradas.

Toda vez que aún no se tienen normas específicas al respecto, si se tienen experiencias documentadas de los efectos que se deben tener en cuenta al dimensionar los esquemas de protección para redes de transmisión que involucran sistemas HVDC.

Sistemas de protección para HVDC

Los sistemas de protección se dividen en dos áreas:

4.1 EL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CD.

Contempla las funciones de protección relacionadas directamente al HVDC. Éstas incluyen las funciones clásicas de protección CD que consisten en protección del convertidor, protección de las barras de CD, la protección del filtro CD, protección del electrodo de línea y la protección de la línea de CD, así como la protección del filtro CA y la protección del transformador convertidor.

4.2 EL ESQUEMA DE PROTECCIÓN CA.

Consiste principalmente en la barra de CA, la línea de CA y la protección de la bahía de CA del transformador. La tarea de estos dispositivos de protección es prevenir el daño de los componentes individuales, causados por fallas o sobrecargas.

Los sistemas de protección están totalmente separados del software y hardware del sistema de control. Cada zona de protección está cubierta por al menos dos unidades independientes de protección: la unidad principal de protección y la unidad secundaria (o respaldo) de protección.

Algunas acciones de control son iniciadas por el esquema de protección a través de señales de los sistemas de control. Los procesadores de señales digitales que se utilizan en el sistema de protección de CD están continuamente monitoreándose a sí mismos y a sus E/O relacionadas. Con este sistema de monitoreo un disparo falso debido a una falla del hardware de protección en sí es casi imposible.

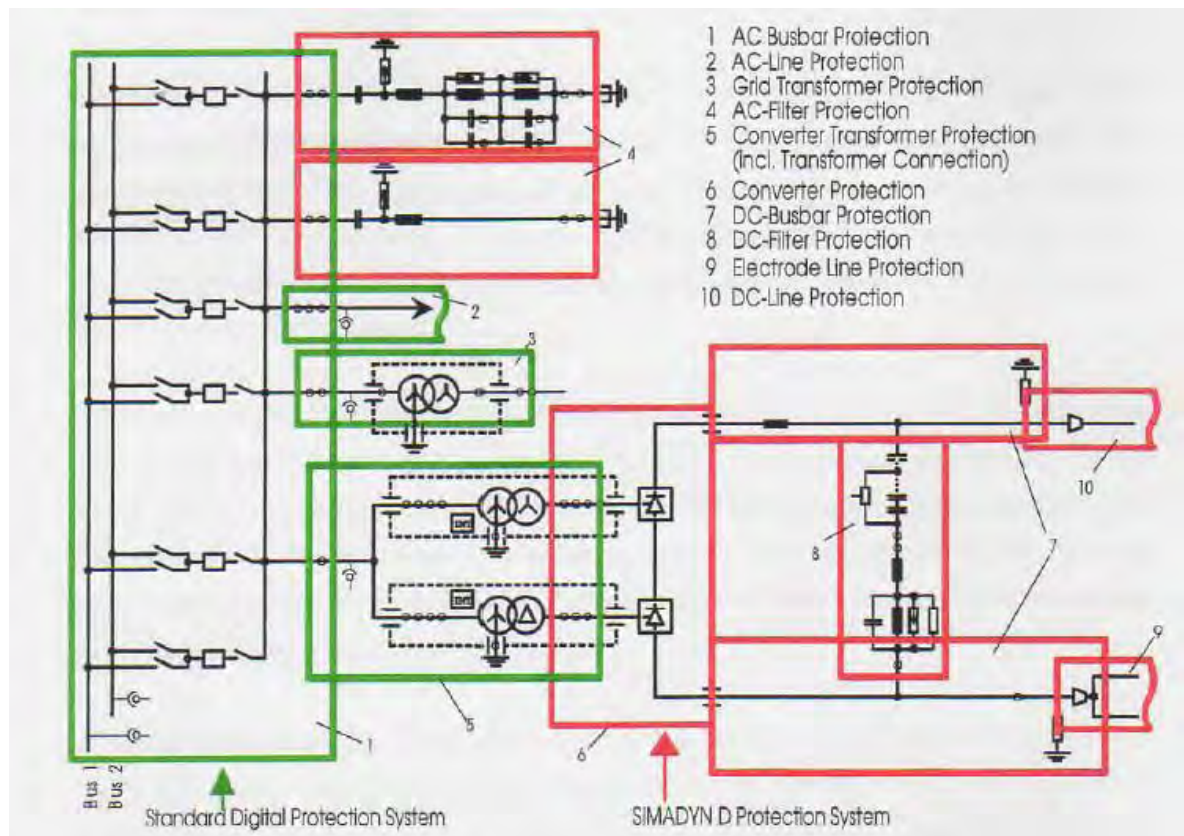
Las funciones requeridas de los diferentes relés de protección son ejecutadas confiablemente para todas las condiciones operativas. Los sistemas de protección detallados en el capítulo No. 3 aseguran que todas las fallas posibles se detectan. Los relés garantizan el disparo correcto durante la operación normal del sistema HVDC incluso en caso de fallas fuera de la zona protegida. Sin embargo, hay algunas funciones incluidas en el sistema de control que deben coordinarse con el sistema de protección.

Estas funciones son ajustadas durante el estudio de coordinación de protecciones de forma que la unidad primaria es siempre la que dispara primero.

Los esquemas de protección de la estación convertidora HVDC se realizan ya sea con un sistema de control digital microprocesado o con relés digitales de protección standar. Dichos esquemas contemplan un sistema principal y uno de respaldo, usando diferentes principios, dispositivos de medición y fuentes de alimentación. Cuando no se pueden utilizar principios de operación diferentes, la protección está provista de una redundancia completa para garantizar un aislamiento seguro de disparo y del equipo defectuoso.

Tanto el esquema de protección principal y de reserva, como el esquema de protección redundante deben estar ambos en servicio al mismo tiempo para garantizar una supervisión ininterrumpida de la planta HVDC. Los niveles de disparo y tiempos de disparo deben configurarse para satisfacer los requisitos de la zona protegida. Las zonas de protección individuales se solapan, véase la figura, mediante el uso de núcleos apropiados en los transformadores de corriente para cada sistema de protección y asegurar que no hay ninguna zona sin protección dentro del sistema HVDC.

Figura 31. Zonas de Protección para un sistema HVDC ²⁴



Las señales de disparo deben conectarse directamente al interruptor específico para aislar el equipo defectuoso. Dichas señales de disparo también deben enviarse directamente a los sistemas de control para iniciar las acciones apropiadas de apagado del convertidor. Los valores medidos son obtenidos desde los cubículos de medición de CD y desde los transformadores de protección de CA.

Los equipos de protección deben diseñarse para ser a prueba de fallos e incorporar funciones de control con el fin de proporcionar un alto grado de seguridad y evitar disparos innecesarios debidos a fallas en dichos equipos de protección.

²⁴ G.Wild, HVDC Systems, Siemens PTD, EV HA 55.

Los enlaces de telecomunicaciones entre las estaciones de conversión se utilizan para llevar a cabo secuencias de disparos transferidos.

Cada protección tiene circuitos independientes tanto para disparo de los interruptores como para bloqueo del sistema de control.

4.3 EFECTOS EN LOS INTERRUPTORES

Un aspecto distinto entre los enlaces de alterna y los de directa, es la facilidad para interrumpir la corriente en caso de fallas. Los interruptores en CA se apoyan en el hecho de que la corriente pasa dos veces por cero en un periodo de la señal. Se diseñan para incrementar de forma muy rápida la tensión de ruptura entre los dos puntos que se ha producido el arco, de tal forma que este no sea duradero.

En cambio, en CD, la corriente no pasa de forma natural por cero; por lo que para seleccionar con éxito una parte del circuito hay que forzar a cero la corriente. Para las tensiones y corrientes que se manejan en un enlace HVDC, este es un factor determinante y puede condicionar el diseño del resto de componentes.

Existen ciertas técnicas para suplir esta dificultad. De hecho, en un enlace HVDC-LCC simple, de dos terminales, no es necesario tener interruptores en la parte de directa, ya que una falla en la línea de directa o en un convertidor se soluciona operando los semiconductores de tal forma que la corriente en el lado de directa quede controlada.

Esto sin embargo no es cierto para enlaces HVDC-VSC, ya que los convertidores poseen diodos de libre circulación que impiden cortar la corriente en la sección de corriente directa mediante el control de los convertidores. Es necesario cortar las dos conexiones de corriente alterna, para evitar alimentar la falla. Resulta interesante, sobre todo en la tecnología VSC, disponer de interruptores de CD que aislen la falla en la zona de directa. Estos interruptores se convierten en esenciales si se desea disponer de enlaces multiterminales.

4.4 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Al conectar sistemas de CA mediante un enlace tradicional de alterna el valor de la corriente de cortocircuito sube, logrando superar la capacidad máxima de los interruptores instalados, es necesario cambiarlos por otros con mas capacidad de

corte. Sin embargo, si se interconectan esos mismos sistemas mediante un enlace de directa, no se eleva tanto el valor de la corriente de cortocircuito de los sistemas de alterna, porque la línea de directa no aporta más corriente de cortocircuito al lado de alterna que su valor nominal de corriente.

No obstante, para garantizar la correcta operación del enlace de directa, se requiere que la potencia de cortocircuito del sistema de alterna conectado sea, a la salida del convertidor, varias veces superior a la potencia nominal del enlace HVDC. Esto hace que a veces sea necesario incrementar la potencia de cortocircuito del lado de alterna.

La corriente de cortocircuito en la parte de directa, queda limitada a dos veces la corriente nominal, gracias al control de los semiconductores. Una falla en la parte de directa por tanto, tendría un valor máximo conocido de corriente demandada a la parte de alterna.

4.5 EFECTOS EN LA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA

En los enlaces utilizados para transmitir energía en corriente directa, a diferencia de aquellos que trabajan en corriente alterna, tienen un enorme control de la potencia transmitida pues, son los equipos de conmutación los encargados de aumentar o disminuir la energía entregada de un extremo a otro de la línea. De esta manera, también se tiene un control sobre la corriente en condiciones anormales, por lo que al ocurrir una falla en la línea de transmisión en CD, el impacto al sistema eléctrico al cual se conectan los HVDC, es mucho menor debido a esta limitación. Sin embargo este tipo de sistemas aun poseen esquemas de protecciones encargados de detectar y localizar las fallas dentro de la línea de transmisión.

4.6 EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS

En el sistema de potencia, las corrientes armónicas son el problema principal, ocasionando recalentamiento y pérdida de vida útil. Esto refiriéndonos a motores o transformadores. El impacto es peor cuando la resonancia de la red amplifica las corrientes armónicas. Los armónicos pueden también interferir en la operación de røles y mediciones.

Los armónicos pueden ocasionar también errores de disparo a los tiristores en equipos convertidores y en instalaciones, inexactitudes en las mediciones, y falsos disparos en los dispositivos de protección. El desempeño de los equipos de los consumidores pueden ser adversamente afectado por los armónicos. Además, las corrientes armónicas que fluyen sobre las líneas de potencia pueden inducir ruido sobre líneas cercanas de comunicación.

Al usar convertidores electrónicos en un enlace de CD, se producen armónicos de diferentes frecuencias en tensión y en corriente tanto en el lado de alterna como en el de directa. Estos armónicos producen ruido electromagnético y puede interferir en sistemas electrónicos cercanos a la línea, por ejemplo en líneas telefónicas o ferroviarias. Producen además pérdidas de potencia por efecto joule e incrementan la distorsión total armónica (THD) de la corriente y tensión, disminuyendo su calidad.

La distorsión armónica de tensión puede ocasionar esfuerzos en el aislamiento de equipos, particularmente en condensadores. Cuando los armónicos deforman el voltaje en el banco de condensadores, el voltaje pico puede ser lo suficientemente alto como para ocasionar una descarga parcial, o efecto corona, dentro de el dieléctrico del condensador. Esto puede producir eventualmente un cortocircuito entre bornes y carcasa y hacer fallar al condensador.

Las corrientes armónicas altas también ocasionan el disparo de fusibles en bancos de condensadores. Esto ocasiona la pérdida de una fuente de alimentación reactiva al sistema, lo que puede ocasionar otros problemas.

Se hace necesario por tanto filtrar los armónicos de corriente y/o tensión. Se puede usar filtros pasivos sintonizables, lo cual requeriría un filtro por cada armónico que se quiera eliminar, o filtros activos, que se basan en inyectar tensiones y corrientes exactamente iguales que los ruidos que se quieren eliminar pero desfasados 180° .

4.7 ARMÓNICOS EN LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS

Las estaciones convertidoras utilizadas en HVDC clásico están compuestas por grupos convertidores de 12 pulsos conformados mediante la conexión serie de dos puentes trifásicos de 6 pulsos, alimentados por dos fuentes trifásicas desfasadas en 30° eléctricos. La operación de cada uno de los puentes trifásicos genera corrientes armónicas que son inyectadas hacia las redes CA. Se denominan

corrientes armónicas características a las obtenidas en condiciones ideales de operación del grupo de válvulas y los equipos externos. Para un grupo de 12 pulsos las corrientes armónicas características generadas resultan de orden $12k \pm 1$, con k un número entero positivo cualquiera²⁵

En condiciones reales de operación el grupo convertidor genera adicionalmente corrientes armónicas de distinto orden al señalado anteriormente, denominadas corrientes armónicas no-características, siendo una de sus principales causas el desfase en el disparo de los tiristores de las distintas fases producto de desequilibrios presentes en la red CA [3].

El sistema de filtros CA de una estación convertidora HVDC, compuesto por filtros y bancos de condensadores, cumple con restringir el ingreso de corrientes armónicas hacia las redes CA, permitiendo controlar sus efectos adversos como pueden ser la distorsión de tensión, interferencia telefónica, entre otros, que afectarían los sistemas de protección en las redes de CA.

4.8 FILTROS PARA CONTRARRESTAR LOS ARMÓNICOS

La base para el diseño de los filtros CA de un sistema de transmisión HVDC corresponde a eliminar todos los efectos perjudiciales causados por la inyección de corrientes armónicas hacia los sistemas de potencia CA, entre ellos los más importantes son la distorsión en la forma de onda de tensión y la interferencia telefónica producida en los sistemas de comunicación adyacentes a las líneas de transmisión.

Como en la práctica no es posible filtrar completamente las corrientes armónicas inyectadas hacia los sistemas CA, lo que se busca es limitar sus efectos perjudiciales a un nivel aceptable. Para cuantificar estos efectos normalmente se utilizan tres índices que se determinan a través del valor de las tensiones armónicas V_n . Estos índices corresponden a la distorsión individual (D_n), la distorsión armónica total (THD) y el factor de forma de armónico telefónico (THFF).

²⁵ GERS, Juan Manuel. Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de Potencia. Ediciones Universidad del Valle. Cali, Colombia. 1993

4.9 REACTORES DE ALISAMIENTO

Son usados en sistemas de transmisión de HVDC para reducir el flujo de corrientes armónicas y sobre corrientes temporales en el sistema.

Sus dos funciones son:

- Compensar ondulaciones de tensión en el convertidor de 12 pulsos.
- Reducir la corriente de corto circuito en la conexión de CD.

Los reactores de aislamiento se benefician de las mismas medidas que los transformadores de HVDC para garantizar que soportan esfuerzos de corto circuito. La estructura de compresión de la parte activa es reforzada para mantener la conformidad con esas exigencias.

4.10 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

Las estaciones convertidoras utilizadas en sistemas HVDC poseen un alto requerimiento de potencia reactiva durante su operación normal [4]. Estos requerimientos deben ser cubiertos por la disponibilidad de potencia reactiva de generadores, junto a filtros y bancos de condensadores dispuestos en la estación convertidora. El consumo de potencia reactiva depende del punto de la estación, por lo que es necesario controlar la entrega por parte de los filtros. Para conseguir un control apropiado el total de potencia reactiva debe ser dividido en bancos y sub-bancos de filtros, los cuales pueden ser conmutados para permitir dicho control.

En general el diseño de la compensación reactiva para una estación convertidora HVDC debe considerar los aspectos fundamentales que se listan a continuación:

- ❖ Requerimientos de potencia reactiva de la estación convertidora.
- ❖ Potencia reactiva disponible de ser entregada por generadores sincrónicos.
- ❖ Potencia reactiva requerida para asegurar un adecuado nivel de filtrado.
- ❖ Cambio de tensión en la barra CA de la estación por conmutación de un sub-banco.
- ❖ Límites de intercambio de potencia reactiva con la red CA.

- ❖ Impacto en la operación del enlace HVDC por pérdida de un sub-banco.
- ❖ Impacto en la operación del enlace HVDC por pérdida de un banco.

4.11 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA HVDC TIPO VSC

Hoy por hoy coexisten dos tecnologías HVDC: El HVDC clásico y el VSC (Voltage Source Converter).

La topología HVDC VSC asociada a un sistema de distribución pasivo de corriente alterna alimentado por un convertidor alimentado por tensión, puede tratarse como una fuente de tensión trifásica que tiene la habilidad de cambiar la tensión de salida trifásica de manera muy rápida e independiente. El comportamiento del sistema de distribución de alterna dependerá enteramente de la estrategia de control del convertidor.

4.11.1 Condición de sobrecorriente. En una red pasiva la tensión de la barra de alterna es proporcional a la corriente inyectada en el sistema por medio del convertidor. El orden de corriente del convertidor se genera por medio del control de tensión de alterna.

En caso de presentarse una falla en el sistema de alterna, la impedancia disminuye y consecuentemente la tensión de alterna se cae. El control de tensión de alterna incrementa el orden de corriente pero se debe limitar a la capacidad máxima de activación de corte de las válvulas. Tan pronto como se haya aclarado la falla sacando de servicio la sección línea fallada, la impedancia en el sistema se incrementa y el orden de corriente hacia el convertidor debe reducirse para prevenir una sobre tensión de alterna.

Normalmente la máxima capacidad de corriente para el circuito VSC se determina con los requerimientos de operación en estado estable. Esto significa que la capacidad de sobrecarga de corriente es muy limitada. Si las cargas están protegidas por protección de sobrecorriente o por fusibles, la corriente nominal para la carga debe ser suficientemente baja comparada con el valor nominal del convertidor para asegurar aislamiento seguro de la parte fallada del sistema. En caso de una carga relativamente grande comparada con el nivel nominal del convertidor, se recomienda protección de impedancia.

Una consecuencia de las propiedades descritas es que las configuraciones para las protecciones de sobrecorriente y los valores nominales de los fusibles se pueden seleccionar con subdimensionamiento sin poner en peligro la seguridad contra una falsa operación de la protección. La tensión de alterna también se puede aumentar para prevenir corrientes inrush.

4.11.2 fallas del sistema de alterna sin sobrecorriente. En los casos donde las fallas no originan ninguna sobrecorriente en el sistema, como fallas monofásicas a tierra en sistemas aterrizados con impedancia, el convertidor continuará en operación en modo de control de tensión para la barra de alterna. Es muy similar a la red convencional de distribución alimentada con generadores de alterna o redes de gran potencia. En tales casos, se pueden usar los sistemas de protección convencionales de falla a tierra con detección de corrientes y/o voltajes de secuencia cero.

4.11.3 Desempeño en fallas en el sistema de alterna. El desempeño básico del convertidor en falla de alterna que resulta en baja tensión en la barra de alterna consiste en que el convertidor incrementa la corriente de salida hasta el límite de corriente para la válvula. Durante este período la condición de falla será detectada por una protección, de sobrecorriente o de impedancia.

Esta protección activará el interruptor de alterna y en el primer cruce de la corriente por cero se desconecta la falla y el convertidor debe reducir rápidamente la corriente para evitar sobretensión de alterna cuando el sistema se recupera.

5. CONCLUSIONES

La realización de una interconexión entre dos sistemas eléctricos previamente separados, requiere mucho más que solo construir una línea de transmisión nueva.

Existen dos soluciones completamente diferentes para la interconexión de dos redes de potencia:

- ❖ Un enlace en corriente alterna (HVAC)
- ❖ Un enlace en corriente directa (HVDC)

Un enlace en corriente alterna es la solución natural si las frecuencias de las dos redes a interconectar son las mismas. Si no fuera así la solución natural es un enlace HVDC.

En el caso de que la interconexión no sea de vital importancia es posible aceptar la separación de los dos sistemas en caso de disturbios. Para asegurar que la separación de los subsistemas se realice en la interconexión y en forma controlada, deben implementarse esquemas de protección especiales.

En todo el mundo existe un creciente interés por la transmisión de energía eléctrica en corriente directa de alta tensión (HVDC). Las principales razones son menores pérdidas que la transmisión en CA, se suprime la necesidad de realizar compensación serie o en paralelo, compensación con bancos y otros elementos de protección cuando se trata de interconectar a grandes distancias.

Las redes HVDC son además más rentables, porque pueden transportar grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias sin subestaciones intermedias. Otros factores que han impulsado el uso de HVDC son un aumento en el comercio de energía eléctrica en grandes cantidades y la interconexión flexible de redes para controlar los flujos de carga y reducir fallas en la red.

Se destaca la importancia que tiene la detección y posterior discriminación de eventos con relés numéricos para la operación confiable y segura de un sistema

HVDC, con lo cual se evitan disparos indeseados de las protecciones, que ocasionarían un mal funcionamiento en términos de confiabilidad.

Las unidades de medida primarias, cableado y computadores deben separarse entre control y protección, para asegurar que una falla en un dispositivo de medida de control no afecte el sistema de protecciones.

La presencia de armónicos ocasionan recalentamiento, errores de disparo a los tiristores en los equipos convertidores, inexactitudes en las mediciones, falsos disparos en los dispositivos de protección y pueden inducir ruido sobre líneas cercanas de comunicación. Por estos motivos, es de gran importancia la selección de los filtros que contrarresten este efecto.

A lo largo del trabajo, se observó que una de las características más importantes del enlace de CD consiste en el permanente consumo de potencia reactiva por parte de las estaciones convertidoras. Este problema se incrementa al existir una disminución en las tensiones CA del rectificador o del inversor, ya que los filtros CA disminuyen la compensación de reactivos entregados al sistema. Debido a esto, es muy importante limitar la corriente que circula por el enlace permitiendo que el sistema HVDC disminuya su consumo de potencia reactiva ayudando a que no se produzcan inestabilidades en los sistema CA conectados por el enlace HVDC.

La tendencia de la investigación de las protecciones en sistemas HVDC es en el análisis de los fenómenos transitorios que ocurren durante un evento dinámico. Se ha señalado que la mayoría de las fallas de conmutación son causadas por perturbaciones en los sistemas CA conectados, especialmente en el lado inversor. Una vez controlada la falla de conmutación se concluye que para pequeñas perturbaciones se alcanza una rápida recuperación de la potencia CD transmitida, principalmente debido a la acción de su sistema de control y protección.

Con lo anterior y fruto de las correlaciones de la bibliografía analizada, el impacto de las instalaciones HVDC resulta nulo sobre los sistemas de protección de la red de CA.

Lo anterior bajo la consideración que una de las principales ventajas de los referidos sistemas HVDC es casualmente la de fungir como elementos de aislamiento de los sistemas interconectados, ante situaciones de perturbaciones o

contingencias que afecten la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En este sentido la interconexión resulta siempre posible a independencia del tamaño de los sistemas involucrados lo cual evita que el más robusto arrastre al más chico en tales situaciones contingentes.

Los esquemas de protección CA de las subestaciones frontera en una red HVDC resultan sencillos y similares a los esquemas clásicos para proteger líneas de transmisión e incluso obvian la función de bloqueo contra oscilación de potencia (Power Swing), habida cuenta del aislamiento inherente entre las redes de CA toda vez que en medio de ellas la transmisión se hace a frecuencia cero: en CD.

En la actualidad existen varias tecnologías para la detección de las fallas en línea de transmisión, se sugiere para estudios posteriores, centrar la atención y el análisis en el uso de las telecomunicaciones ya que este tipo de tecnología ofrece rapidez y confiabilidad para los equipos de protección.

BIBLIOGRAFÍA

A. PRAÇA H. ARAKAKI S. R. ALVES K. ERIKSSON J. GRAHAM G. BILEDT, Itaipu HVDC Transmission System 10 years operational experience, Mayo 1996.

ABHAY Kumar, Mats Lagerkvist, MÅRTEN Eklund, QINGYUN Yuan, Three Gorges - Changzhou HVDC : Ready to Bring Bulk Power to East, Changsha 2003.

Alternativa para la interconexión regional, Ángel Germán Bueno, Dpto. de Ingeniería Eléctrica Universidad de Zaragoza, 2005.

ARRILLAGA, J., High Voltage Direct Current Transmission, London, 1983.

BAHRMAN, M., The ABCs of HVDC Transmission Technologies. ABB Power Technologies AB, Suecia.

Building a Plan for HVDC. IEEE power & energy magazine, march/april. 2007.
CINCUENTA 50 años de los HVDC, ABB Power Technologies AB, Suecia. 2004.
D. Naidoo and N.M. Ijumba, HVDC Line Protection for the Proposed HVDC Systems, Power System Technology - POWERCON 2004, Singapore, 21-24 november 2004.

ELGUETA Jaque, Fabián Alonso. Control de sistemas HVDC. Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista. Universidad de Chile. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Departamento de ingeniería eléctrica. Santiago de Chile, 2008

G.Wild, HVDC Systems, Siemens PTD, EV HA 55.

GERS, Juan Manuel. Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de Potencia. Ediciones Universidad del Valle. Cali, Colombia. 1993.

HVDC Cable transmissions. ABB High Voltage Cables AB.

HVDC entre Colombia y Panamá. CESI - TERN. Enero 2009.

J. Ammon, Dr. H. Huang, Dr. A. Kumar, H.P. Lips, M. Pereira, Dr. K. Adek, G. Wild, Innovations in HVDC Technology, 2006

JOVCIC, D. Control of High Voltage DC and Flexible AC Transmission Systems, The University of Auckland, New Zealand, December 1999.

JWG B5/B4.25 "Impacto de las instalaciones HVDC sobre los sistemas de protección de la red de CA". Convenor Xi-cai Zhao. Se estima su finalización en 2012. El objetivo es analizar el impacto de las instalaciones HVDC sobre los sistemas de protección de la red de CA.

Largas redes eléctricas. [en línea][Consultado enero de 2013]disponible en internet:

http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/itaipu/largas_redes_electricas.html

MALGAROTTI, S, PROVENZANO D, GUARNIERE M. R. PDCOPADCTN00030.

MARIN Z., Alejandro Protecciones Sistemas HVDC, 2003

MARTINEZ GARCIA, Salvador Juan Andres Gualda, Electronica de Potencia: Componentes, topologías y Equipos, Thomson, 2006.

N.G Hingorani, M.F. Burberry – Simulation of A.C. system impedance in HVDC system studies IEEE Transaction on power apparatus and systems 89, 1970, 820-828.

N.G. Hingorani, L. Gyugyi, "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems", IEEE Press Inc., 2000.

PADIYAR, K. R., HVDC Power Transmission Systems, Wiley Eastern Limited, India, 1991.

STEVENSON, Jr., W.D. Elements of Power System Analysis. McGraw-Hill, New York, 1997.

Upme, Licitación: Evaluación de nuevas tecnologías tipos FACTS, para implementación en el sistema eléctrico Colombiano. Horizonte 2012 – 2021, términos de referencia Concurso No. 007 de 2011

UPME. Interconexión Colombia - Panamá, Subdirección de Planeación Energética, Bogotá, 2009.

UPME. Plan de Expansión Generación – Transmisión 2010 – 2024, Subdirección de Planeación Energética, Bogotá, 2009.

Upme.gov.co[en línea][consultado enero de 2013]disponible en internet:
http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf